National Energy Board

Office national de l'énergie

Short-term Canadian **Natural Gas** Deliverability

2005 - 2007

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • October 2005

Canada

106-00478/

National Energy Board

Office national de l'énergie

Short-term Canadian **Natural Gas** Deliverability

2005 - 2007

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • October 2005

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

Cat. No. NE2-1/2005E
ISBN 0-662-41791-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

N° de cat. NE2-1/2005F
ISBN 0-662-70347-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

Liste of Figures and Tables iii

List of Acronyms iv

List of Units and Conversion Factors v

Foreword vi

Overview vii

Chapter 1: Introduction 1

Chapter 2: Background 2
2.1 WCSB – Conventional Gas Supply 2
2.2 WCSB – Natural Gas from Coal 3
2.3 Nova Scotia Offshore 5
2.4 LNG 7

Chapter 3: Methodology 8
3.1 WCSB – Conventional Gas Supply 8
3.1.1 Existing Conventional Gas Connections 9
3.1.2 Future Conventional Gas Connections 10
3.1.2.1 Performance of Future Gas Connections 10
3.1.2.2 Number of Future Gas Connections 13
3.1.3 Yukon and Northwest Territories 15
3.1.4 Solution Gas 15
3.2 WCSB – Natural Gas from Coal (NGC) 15
3.2.1 Existing NGC Connections 15
3.2.2 Future NGC Connections 15
3.3 Nova Scotia Offshore 16

Chapter 4: Deliverability Parameters - Results 17
4.1 WCSB – Conventional Gas Supply 17
4.1.1 Decline in Production from Existing Gas Connections and Solution Gas 17
4.1.2 Future Gas Connections 17
4.1.2.1 Performance Parameters for Future Average Gas Connections 17
4.1.2.2 Number of Future Gas Connections 19
4.2 WCSB – Natural Gas from Coal 22
4.2.1 Existing NGC Connections 22
4.2.2 Future NGC Connections 22
4.3 Nova Scotia Offshore 22

Chapter 5: Deliverability Outlook 23
5.1 WCSB – Conventional Gas 23
5.2 WCSB – Natural Gas from Coal 24
5.3 Nova Scotia Offshore 24
5.4 Total Canada 24

Chapter 6: Observations And Issues 27
6.1 Observations 27
6.2 Issues 28
6.3 Conclusions 29

Glossary 30

Appendices 32

FIGURES

1	Outlook for Canadian Gas Deliverability	vii
2.1	Canadian Gas Producing Areas	2
2.2	Study areas in WCSB	3
2.3	WCSB Historical Conventional Gas Production by Connection Year	4
2.4	Alberta Historical NGC Production by Connection Year	5
2.5	Nova Scotia Offshore Gas Production	6
3.1	Example of Group Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 2000 Connection Year)	10
3.2	Example of Average Gas Connection Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 2000 Connection Year)	11
3.3	WCSB Average Gas Connection Performance	12
3.4	Example of Initial Productivity of Average Gas Connections by Connection Year (Area: Alberta – Southeast)	12
4.1	WCSB Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year	18
4.2	WCSB Rig Fleet Growth and Utilization	19
4.3	Portion of WCSB Rig Fleet Drill Days Directed to Gas and NGC	20
4.4	WCSB Rig Fleet Annual Drill Days and Wells – Gas-Intent and NGC-Intent	20
5.1	NGC Drilling and Deliverability	25
5.2	Nova Scotia Offshore Deiiverability Outlook	25
5.3	Outlook for Canadian Gas Deliverability	26

TABLES

4.1	Production Characteristics for Average Gas Connections by Area in 2005, 2006 and 2007	18
4.2	Projected Gas and NGC Connections by Area	21
5.1	Canadian Gas Deliverability Outlook by Area	23

B.C.	British Columbia
CBM	coal bed methane
EMA	Energy Market Assessment
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
LNG	liquefied natural gas
MAC	Multi-Stakeholder Advisory Committee
NEB or Board	National Energy Board
NGC	natural gas from coal
NGLs	natural gas liquids
N.W.T.	Northwest Territories
SOEP	Sable Offshore Energy Project
U.S.	United States
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin

Units

m^3	= cubic metres
Mcf	= thousand cubic feet
MMcf	= million cubic feet
Bcf	= billion cubic feet
m^3/d	= cubic metres per day
Mcf/d	= thousand cubic feet per day
MMcf/d	= million cubic feet per day
Bcf/d	= billion cubic feet per day

Conversion Factors

1 million m^3 (@ 101.325 kPaa and 15° C)	= 35.3 MMcf (@ 14.73 psia and 60° F)

FOREWORD

The National Energy Board (the NEB or the Board) is an independent federal agency that regulates several aspects of Canada's energy industry. Its purpose is to promote safety and security, environmental protection and economic efficiency in the Canadian public interest within the mandate set by Parliament in the regulation of pipelines, energy development and trade. The main functions of the NEB include regulating the construction and operation of pipelines that cross international or provincial borders, as well as tolls and tariffs. Another key role is to regulate international power lines and designated interprovincial power lines. The NEB also regulates natural gas imports and exports, oil, natural gas liquids (NGLs) and electricity exports, and some oil and gas exploration on frontier lands, particularly in Canada's North and certain offshore areas.

The NEB collects and analyses information about Canadian energy markets through regulatory processes and market monitoring. From these efforts, the Board produces publications, statistical reports and speeches that address various market aspects of Canada's energy commodities. The Energy Market Assessment (EMA) reports published by the Board provide analyses of the major energy commodities. Through these EMAs, Canadians are informed about the outlook for energy supplies in order to develop an understanding of the issues underlying energy-related decisions. In addition, policy makers are informed of the regulatory and related energy issues that need to be addressed. On this note, the Board has received feedback from a wide range of market participants across the country that the NEB has an important role and is in a unique position to provide objective, unbiased information to federal and provincial policy makers.

This EMA report, titled *Short-term Canadian Natural Gas Deliverability, 2005–2007*, examines the factors that affect gas supply in the short term and presents an outlook for deliverability through to the year 2007. The main objective of this report is to advance the understanding of the short-term gas supply situation by examining recent trends in the production characteristics of the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) and the east coast offshore and applying these trends to provide an outlook for short-term Canadian deliverability. This report is also an update to the Board's November 2004 EMA, titled *Short-term Canadian Natural Gas Deliverability, 2004–2006*.

While preparing this report, the NEB conducted a series of informal meetings and discussions with drilling companies, pipeline companies, natural gas producers and industry associations. The NEB appreciates the information and comments provided and would like to thank all participants for their time and expertise.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

Questions and comments regarding this EMA can be referred to either:

Ken Martin — telephone: (403) 299-3107, email: kmartin@neb-one.gc.ca, or
Paul Mortensen — telephone: (403) 299-2712, email: pmortensen@neb-one.gc.ca

OVERVIEW

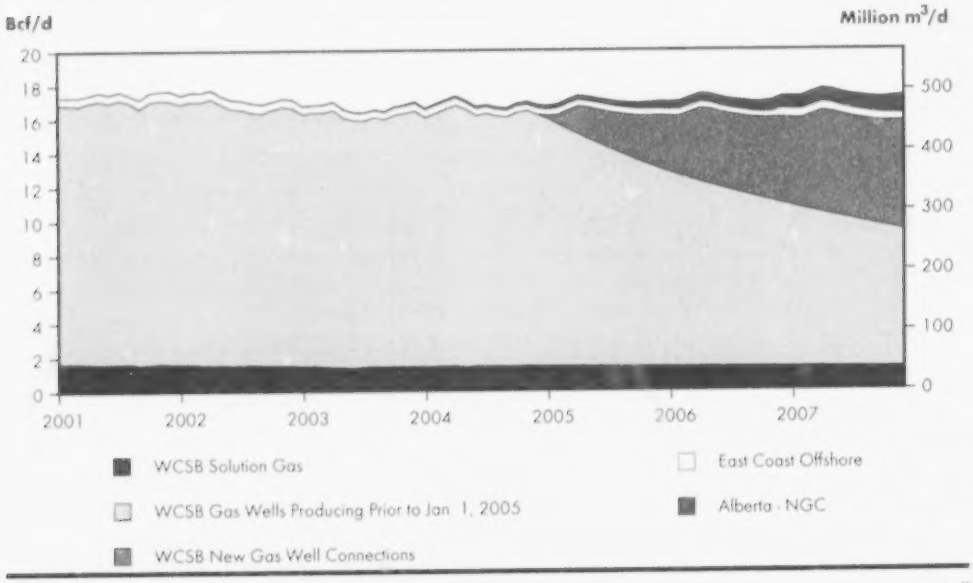
North American natural gas prices have escalated sharply since the start of 2004. The rise in gas prices has been influenced by a significant increase in world crude oil prices and a tight balance between natural gas supply and demand. The recent disruption of some United States (U.S.) gas supply because of hurricane activity along the Gulf of Mexico has exacerbated this market tightness and further increased prices. The integrated nature of the North American natural gas market means that price impacts in the U.S. ripple into Canada. Increasing natural gas prices could lead to economic challenges for some Canadian consumers and industries. At the same time, rising natural gas prices provide an incentive to develop additional natural gas supplies. This report provides an assessment of the expected capability of Canadian gas production, or deliverability, through 2007.

The increase in natural gas prices has led to record levels of drilling in Canada's natural gas exploration and production industry. The Board anticipates the industry will continue to maximize its efforts to increase production and expects the level of drilling to remain at very high levels. However, due to the maturity of the basin, this effort will result in only a modest increase in production over the next two years.

The Board expects average annual Canadian gas deliverability to rise from 478 million m^3/d (16.9 Bcf/d) in 2004 to 481 million m^3/d (17.0 Bcf/d) in 2005 and to 491 million m^3/d (17.3 Bcf/d) by 2007 (Figure 1).

FIGURE 1

Outlook for Canadian Gas Deliverability



Almost 98 percent of Canadian gas is produced from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) with Alberta accounting for roughly 80 percent of the output. British Columbia and Saskatchewan contribute roughly 16 and 4 percent respectively of the total from the WCSB. Despite the projected high levels of drilling, the Board expects that production of conventional natural gas from the WCSB will decrease slightly from 462 million m^3/d (16.3 Bcf/d) in 2004 to 453 million m^3/d (16.0 Bcf/d) in 2007.

While production of conventional gas in the WCSB is expected to decline slightly, natural gas from coal (NGC)[1] in the WCSB is now an important and rapidly growing source of gas production. **Deliverability of NGC is expected to grow rapidly from 8 million m^3/d (0.3 Bcf/d) in 2005 to 25 million m^3/d (0.9 Bcf/d) in 2007**. Thus, the increase in production of NGC is expected to offset the declines in conventional gas production and enable a small overall increase in gas deliverability.

Since the start of the decade, gas production from Nova Scotia's Sable Offshore Energy Project (SOEP) has established a vital regional presence, serving domestic gas consumption in the Maritimes and export markets in the U.S. northeast. Deliverability of natural gas from SOEP is expected to remain at approximately 10 to 11 million m^3/d (0.4 Bcf/d) for 2005 and 2006 and to then briefly return to near its original production peak at 13 million m^3/d (0.5 Bcf/d) in 2007 with the installation of compression facilities.

Despite the contributions from Nova Scotia and NGC, production of conventional natural gas from the WCSB will remain the mainstay of Canadian gas production for many years. However, the WCSB is a well-explored basin and, on a basin-wide average, production is declining at about 20% per year from existing wells. Therefore, new gas wells have been, and continue to be, essential for maintaining Canadian gas deliverability at the stable levels seen over the past several years. There is an ongoing trend of year-on-year decreases in initial productivity from new gas wells in the WCSB. This means that drilling must increase every year to obtain the levels of deliverability from new wells needed to offset the decline in deliverability from existing wells. Drilling activity directed toward conventional gas resources in the WCSB in 2007 is expected to be 13 percent higher, in terms of drill days, than what occurred in 2004. This drilling effort is expected to result in gas-intent wells totalling 16 300 in 2005, increasing to 16 850 in 2007.

In addition to total drilling directed towards conventional gas resources, drilling effort directed toward NGC is projected to continue to increase markedly over the projection period, with the drilling effort in 2007 expected to be triple the 2004 level in terms of drill days. This rapid pace of NGC development is expected to result in approximately 3 400 NGC-intent wells drilled in 2005, increasing to 5 400 in 2007. This will result in sharply increasing NGC deliverability over the projection period.

Canadian natural gas prices are expected to remain at levels that ensure sufficient cash flow to fund the anticipated activity levels. The ability to reinvest these revenues productively to increase Canadian gas deliverability is constrained by several factors. These factors include the size and productivity of the Canadian drilling rig fleet, the availability of staff to operate the rigs and develop the projects, and the time and effort involved in developing an understanding of new resource types. **The Board is of the view that the size, capability and productivity of the Canadian drilling rig fleet is the key factor in determining the outlook for gas well completions and total gas production over the projection period.**

1 Also known as coal bed methane or CBM.

INTRODUCTION

Canada is an important source of natural gas supply in North America accounting for almost one-quarter of the combined production of Canada and the U.S. in 2004. Because of Canada's substantial role in North American natural gas supply, there is considerable interest in the outlook for Canadian gas production over the next few years. The primary objective of this report is to provide the Board's current outlook for Canadian natural gas deliverability to the end of 2007.

During the period covered by this report, Canadian gas production will be sourced from the WCSB and offshore Nova Scotia. This report examines deliverability from these two regions. As NGC in the WCSB is currently undergoing rapid development and is fast becoming a very important component of deliverability, this report provides a separate analysis of NGC deliverability. This assessment also entails a detailed examination of the Canadian rig fleet for the purpose of estimating future drilling levels on the basis of drilling capacity.

Chapter 2 provides background on Canadian supply and discusses current and emerging issues. Included is a description of the geographic extent and nature of the supply in each region. Also included is a discussion of recent regional production trends.

Chapter 3 describes the approach used to estimate Canadian gas deliverability. The productive life of each gas well is characterized by production decline, which is the initial production rate that declines as the resources of the well are depleted. The approach includes the analysis of production decline trends by study area to estimate future deliverability from existing wells. The chapter also describes how the production characteristics of the more recently connected wells are used to estimate initial productivity and decline rates for future gas well connections (a well completion with gas and/or oil production is defined as a connection). Also included in this chapter is an analysis of drilling capacity in the WCSB that is the basis for projecting the number of future gas connections.

Chapter 4 provides the results of the regional deliverability analyses including the estimated production characteristics for currently producing and future gas wells and the number of gas well connections expected over the projection period.

The Board's outlook for Canadian natural gas deliverability is presented in Chapter 5. The observations and issues of the assessment are discussed in Chapter 6.

BACKGROUND

The WCSB has traditionally been Canada's main source of gas production and currently accounts for 98 percent of total Canadian production. Natural gas production from offshore Nova Scotia started at the end of 1999 and provides most of the remaining gas production in Canada[2]. Figure 2.1 shows the location of these gas producing areas. Descriptions of the significant features of the regions, a summary of recent production and description of current and emerging issues follow.

2.1 WCSB – Conventional Gas Supply

The WCSB underlies most of Alberta, significant portions of British Columbia (B.C.) and Saskatchewan, as well as parts of Manitoba and the Yukon and Northwest Territories (Figure 2.1). Alberta accounts for the largest share of production at roughly 80 percent. British Columbia and Saskatchewan provide roughly 16 and 4 percent of the total respectively. The Yukon and Northwest Territories currently contribute less than 1 percent of WCSB production and there is currently no gas production in Manitoba.

Canadian Gas Producing Areas

2 Minor amounts of gas production occur in other parts of the country including southern Ontario and New Brunswick. These minor production volumes will not be addressed in this assessment.

The large regional differences in physical and producing characteristics in the WCSB require that the basin be divided into smaller areas with similar characteristics for production decline analysis. For this assessment, the WCSB has been split into 14 geographic regions (the "study areas") based on similar producing characteristics, as shown in Figure 2.2.

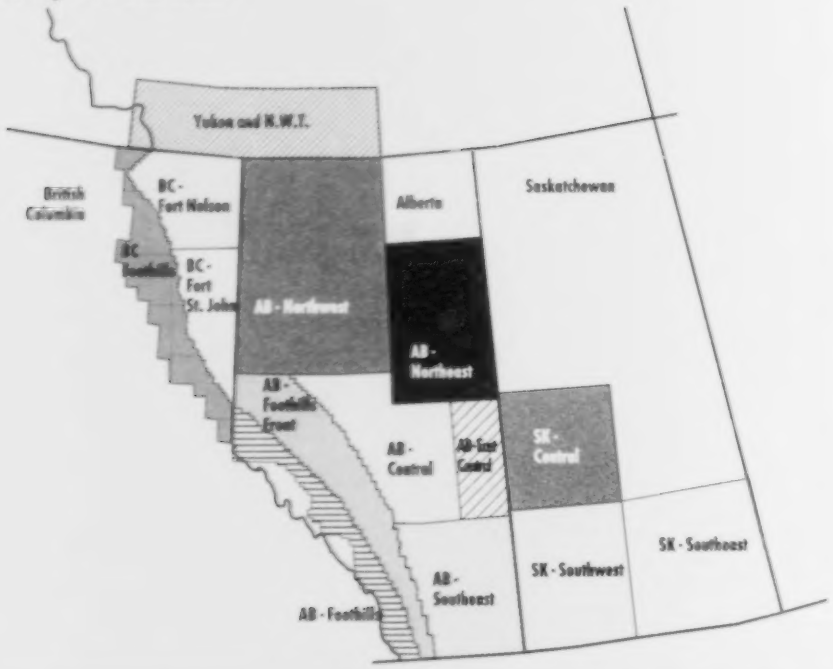
WCSB historical gas production by connection year is shown in Figure 2.3. Conventional gas production from the WCSB has been stable for the past two years at around 460 million m^3/d (16.3 Bcf/d) as high levels of drilling activity have been offset by lower initial productivity of new wells and, in some cases, higher decline rates. The vital role of new drilling is also evident, with roughly 50 percent of current production provided by wells that have been on production for five years or less. The high level of drilling activity has been encouraged by rising prices that support the economics of low productivity wells.

Higher prices also support the economics of some new resource types, such as NGC (described in a later section) and lower permeability, or "tighter" gas resources. Tighter gas resources continue to be recorded as conventional gas in this EMA due to their early stage of development and the lack of a clear distinction between the two categories.

2.2 WCSB – Natural Gas from Coal

Natural gas from coal has emerged as a key new supply source in Canada. Coal deposits containing natural gas exist in many regions across the country, but development of the resource is in its infancy. Most of the NGC activity is in Alberta where the majority of the resource is located and where NGC development benefits from the availability of extensive existing infrastructure. Commercial NGC production is underway in some areas of Alberta, while still in the experimental stage in other parts of the province and in B.C.

Study areas in WCSB



The large regional differences in physical and producing characteristics in the WCSB require that the basin be divided into smaller areas with similar characteristics for production decline analysis. For this assessment, the WCSB has been split into 14 geographic regions (the "study areas") based on similar producing characteristics, as shown in Figure 2.2.

WCSB historical gas production by connection year is shown in Figure 2.3. Conventional gas production from the WCSB has been stable for the past two years at around 460 million m³/d (16.3 Bcf/d) as high levels of drilling activity have been offset by lower initial productivity of new wells and, in some cases, higher decline rates. The vital role of new drilling is also evident, with roughly 50 percent of current production provided by wells that have been on production for five years or less. The high level of drilling activity has been encouraged by rising prices that support the economics of low productivity wells.

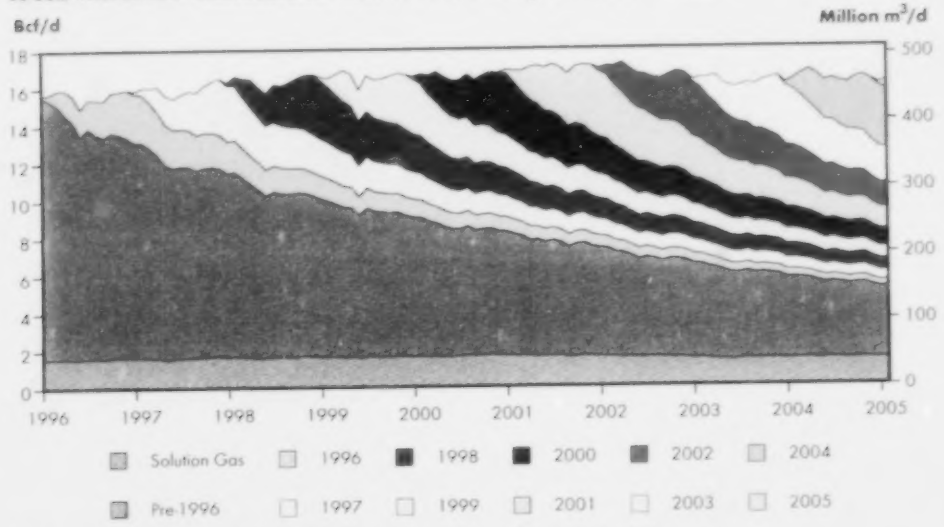
Higher prices also support the economics of some new resource types, such as NGC (described in a later section) and lower permeability, or "tighter" gas resources. Tighter gas resources continue to be recorded as conventional gas in this EMA due to their early stage of development and the lack of a clear distinction between the two categories.

2.2 WCSB – Natural Gas from Coal

Natural gas from coal has emerged as a key new supply source in Canada. Coal deposits containing natural gas exist in many regions across the country, but development of the resource is in its infancy. Most of the NGC activity is in Alberta where the majority of the resource is located and where NGC development benefits from the availability of extensive existing infrastructure. Commercial NGC production is underway in some areas of Alberta, while still in the experimental stage in other parts of the province and in B.C.

Study areas in WCSB

WCSB Historical Conventional Gas Production by Connection Year



Source: GeoScout Well Production Records with Board Estimate of Shrinkage Applied

The two main geologic sources of NGC are the Horseshoe Canyon and Mannville coals. Appendix C.2 contains a map showing the approximate geographic extent of these two plays and location of NGC connections that existed as of the end of March 2005. Currently, production of NGC is almost entirely from Horseshoe Canyon coals in south central Alberta. Horseshoe Canyon coals have relatively low concentrations of natural gas but benefit from being fairly shallow, dry and more permeable than other coals.

The deeper Mannville coals represent a larger potential resource. The first commercial Mannville NGC project in Canada was announced in mid-2005. However, the variable nature of the Mannville resource means that economic feasibility has yet to be established beyond this initial project, and most Mannville development remains at the experimental stage.

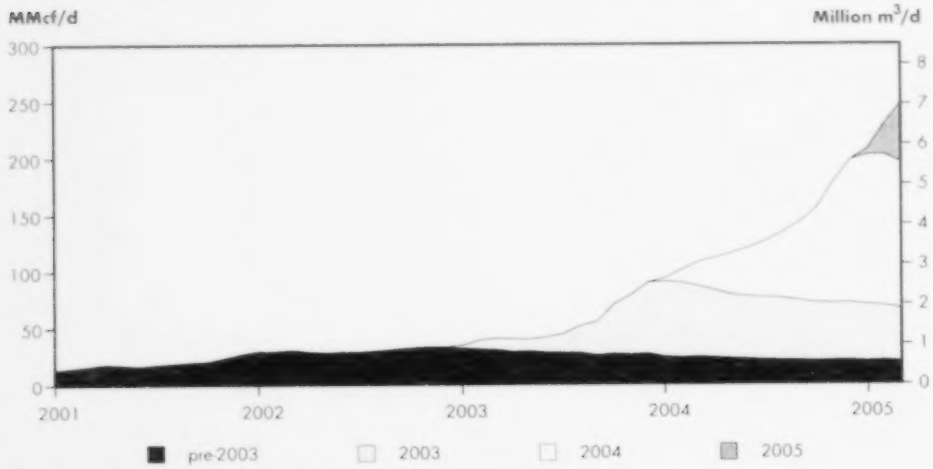
Mannville coals have a higher concentration of natural gas, but will be more costly to develop because they are deeper and contain large quantities of saline water that must be produced and re-injected into deeper formations before gas production could begin. With water handling costs potentially being a key factor, consideration is being given to future royalty relief for water handling as a way to obtain greater contribution from this resource.

Figure 2.4 shows the dramatic growth in NGC production[3] that has occurred since the summer of 2003. During this time, NGC production increased from less than 1.4 million m^3/d (50 MMcf/d) to approximately 7 million m^3/d (250 MMcf/d). It should be noted that production from NGC wells might also include some volumes of conventional gas as the coals are often interbedded with conventional gas reservoirs.

With Horseshoe Canyon coals often consisting of multiple thin coal layers, development economics could potentially be enhanced by producing from the multiple seams simultaneously, referred to as commingling. For commingling to be viable, the practice must improve development economics and

3 In this EMA, NGC production is calculated as production associated with well IDs that are determined to be NGC as per the process described in Appendix C.1.

Alberta Historical NGC Production by Connection Year



Source: Well Production from GeoScout for Well IDs deemed as NGC by Board

deliverability without harming overall resource recoveries. Analyses of the impacts of commingling are currently underway and include industry testing and Alberta Energy and Utilities Board (EUB) analysis.

With the potential for developing NGC other than the dry Horseshoe Canyon coals, the consideration of practices and procedures to identify and continue to protect aquifers and water supplies is a key concern. The province of Alberta is currently moving toward developing recommendations in this area as part of its involvement with the CBM/NGC Multi-Stakeholder Advisory Committee (MAC)[4].

Alberta's MAC process is also considering developing practices and procedures to address noise concerns, assist with communication and notification of activities, promote landowner input, minimize wildlife disturbance, and protect environmentally sensitive areas.

2.3 Nova Scotia Offshore

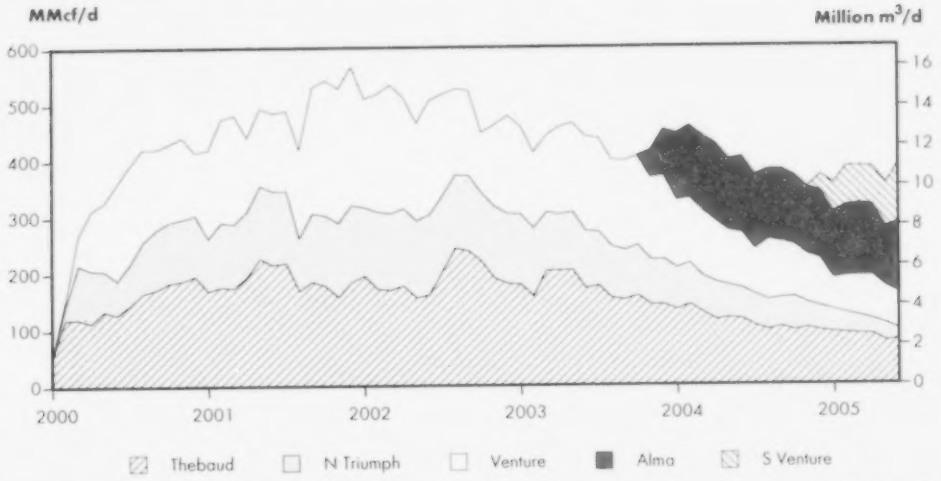
Since the start of the decade, gas production from offshore Nova Scotia has established a vital regional presence by providing energy consumers in the Maritimes with their first opportunity to use natural gas. As well, this supply source has provided significant exports to the U.S. northeast. Nova Scotia offshore production is delivered from the SOEP. The project started production at the end of 1999 and currently accounts for almost 11 million m^3/d (0.4 Bcf/d) or about 2 percent of Canada's natural gas deliverability.

The three original fields (Thebaud, North Triumph and Venture) of the SOEP have been experiencing natural production declines ranging from 33 to 50 percent since the start of 2004, as indicated in Figure 2.5. The connection of a fourth field, Alma, in late 2003 added 3.7 million m^3/d (0.13 Bcf/d) of production with little decline thus far. A fifth field, South Venture, was brought on stream in December 2004 and has offset continuing declines in production from the original three

4 *Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Preliminary Findings*, July 2005. available at www.energy.gov.ab.ca/245.asp

FIGURE 2-3

Nova Scotia Offshore Gas Production



Source: Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (with factor of 0.96 applied to convert from raw to marketable gas)

fields, keeping total Sable production in the range of 10 to 11 million m3/d (0.35 to 0.40 Bcf/d) over the first half of 2005.

The higher cost of offshore operations means that, when compared to onshore projects, offshore projects typically involve relatively few wells producing at fairly high rates. This tends to make deliverability more variable as aggregate production can be significantly affected by the performance of a few wells. Since the Maritimes region is reliant on a single offshore project, regional deliverability has also experienced significant variability. This is expected to remain a challenge for market participants as deliverability will continue to vary with natural field declines and added field compression over the period.

To this point, no decision has been made regarding the potential development of the Deep Panuke discovery. The decision might also await the completion of additional delineation drilling scheduled for 2006. With an expected three to four year lead time from decision to initial production, deliverability from any future Deep Panuke development would not occur in the time frame of this EMA. Access to transmission infrastructure might become a key consideration for the Deep Panuke project, should Liquefied Natural Gas (LNG) development in the region occupy existing and proposed pipeline capacity.

No gas-related exploration drilling is currently expected for offshore Nova Scotia in 2005. Some additional gas-related exploration drilling could potentially be undertaken in 2006 and 2007, but current industry interest is centred on oil development in the Orphan Basin off Newfoundland. While the existing Orphan Basin oil projects (Hibernia, Terra Nova, White Rose) contain significant volumes of associated gas, it is expected that this gas will continue to be used for pressure maintenance until at least the 2010 time frame.

2.4 LNG

Consideration of Canadian LNG regasification terminal projects is continuing. Two projects in the Maritimes have received regulatory approval and continue to work toward a point where they could make a firm commitment to proceed. Both projects are scheduling 2008 as the earliest year to begin operations.

In addition to the Maritimes, LNG projects are also under consideration in other parts of the country including Quebec and B.C.

METHODOLOGY

Canadian natural gas deliverability over the projection period will consist of conventional gas supply from the WCSB with contributions from offshore Nova Scotia and the rapidly growing NGC production from Alberta. In this EMA, trends in average production characteristics are used to determine conventional natural gas deliverability from the WCSB. The estimation of NGC deliverability is different because of the limited duration of NGC production history. To assess NGC performance, the Board consulted with industry to obtain views on possible production profiles in addition to analysis of the existing production data. A different approach is used for the Nova Scotia offshore where production history is obtained from a small number of wells from clearly defined fields. The estimate of Nova Scotia offshore gas deliverability focuses specifically on the SOEP, which is the source of almost all the gas production in the region.

3.1 WCSB – Conventional Gas Supply

The method used in this EMA to determine conventional gas deliverability from the WCSB can be summarized as follows:

Future Deliverability = [Future Deliverability from Existing Gas Connections] +
[Deliverability from Future Gas Connections] +
[Solution Gas Deliverability]

The above formula is applied to each of the study areas identified in Chapter 2 to obtain an estimate of short-term deliverability for the WCSB.

For the purpose of this report, "existing gas connections" means those wells brought on stream before January 1, 2005 and "future gas connections" means those brought on stream after January 1, 2005.

To estimate the **Future Deliverability from Existing Gas Connections** in each study area, gas connections were grouped by connection year and production decline analysis was performed to determine the parameters that define the future deliverability of the group.

To estimate the **Deliverability from Future Gas Connections**, production decline analysis was performed on production data for the "average gas connection" in each study area[5]. The analysis done on the average gas connections is very similar to that performed for existing gas connections, except that the focus is more on defining the production characteristics in the earlier stages of production, rather than emphasizing the most recent production history. The trends seen in the historic data were used to establish parameters that define the deliverability to be expected from future gas connections. The number of gas connections expected in future years is estimated and

5 In estimating the average gas well connection, the production history data is normalized by using the number of months since the start of production.

applied to the expected productivity of the typical gas connection of future years to obtain the Deliverability from Future Gas Connections.

Solution Gas Deliverability refers to natural gas produced in conjunction with oil production. Historical natural gas production data was totalled for all oil connections in each study area, and production decline analysis was performed to obtain the parameters that define Solution Gas Deliverability.

In this EMA each connection is categorized as either:

- a gas connection (conventional gas only);
- a NGC connection;
- an oil connection; or
- an oil sands connection.

Connections were categorized as either [gas/NGC] or [oil/oil sands] based on the connection's cumulative production. Other criteria were then used to further identify the NGC and oil sands connections to enable each connection to be classed as one of the four types listed above. Note that in this analysis gas connections are distinct from NGC connections.

The level of certainty and analysis effort associated with the different components of this deliverability projection can be summarized as follows:

Level of Certainty	Analysis Effort Required	Component of Deliverability
Higher ↓	Least ↑	Existing gas connections and solution gas
		Existing NGC connections
		Future gas connections
Lower	Most	Future NGC connections

The deliverability projection for existing gas connections and solution gas has the highest level of certainty while requiring the least amount of analysis effort in this assessment because the analysis extrapolates production history for existing wells. A lower degree of certainty is inherent in the deliverability projection for future gas connections because estimates of future drilling activity and performance of future gas connections are required. In view of the importance of future gas connections to deliverability over the projection period, more effort was expended in assessing parameters for future gas connections than what was required to assess existing gas connections.

The level of certainty for the deliverability projections for NGC (both existing NGC connections and future NGC connections) is less than the certainty for the corresponding conventional gas groupings. This is because there is a limited amount of gas production history available for NGC. However, the NGC production history that is available is sufficient to establish the initial productivity and first decline rate for the average NGC connection, and these are the key parameters to determine deliverability from future NGC connections over the projection period.

3.1.1 *Existing Conventional Gas Connections*

In each study area in Alberta, B.C. and Saskatchewan (except for the southeast area of Saskatchewan where only solution gas is produced) existing gas connections were grouped by connection year and a production decline analysis was performed on each grouping.

For each group of gas connections, the total marketable gas production for each calendar month was calculated and a plot of group production rate versus cumulative production was constructed to determine the following parameters:

- group deliverability as of December, 2004; and
- forward-looking exponential decline rate(s).

The above parameters can be applied to estimate future deliverability for each grouping of existing gas connections. Figure 3.1 shows the plot generated for the Alberta Foothills Front area for the 2000 connection year as an example of the method used to determine performance parameters for the group. The exponential decline rate is determined as the slope of the line formed by the production history data on the plot of production rate versus cumulative production. The decline rate determined in this manner is the nominal annual decline rate.

3.1.2 Future Conventional Gas Connections

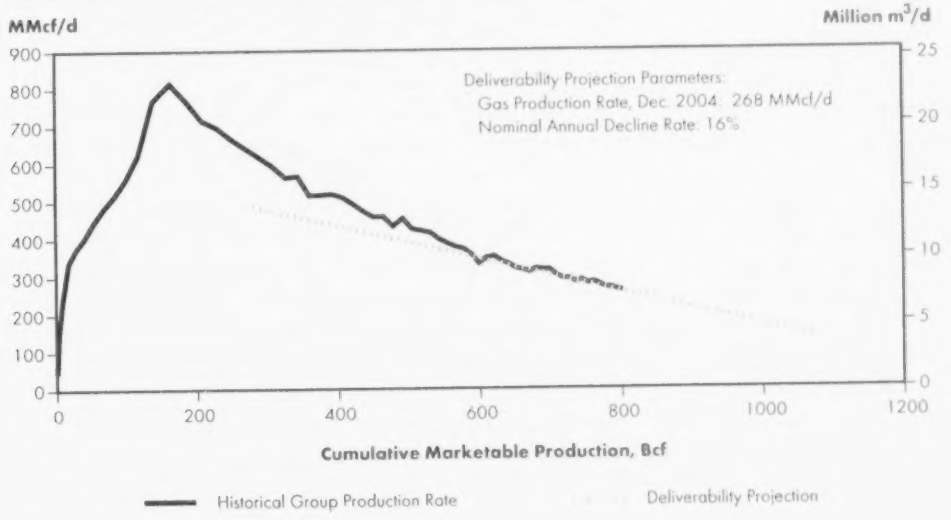
Deliverability from future conventional gas connections is expected to form a large component of gas deliverability over the projection period. To estimate deliverability from this source, it is necessary to estimate the number of future gas connections and the average production characteristics of those future connections. This section describes the assessment of production performance characteristics of the average future gas connection and then describes the methodology used to determine the number of future gas connections.

3.1.2.1 Performance of Future Gas Connections

To assess the deliverability from future conventional gas connections in the WCSB, decline analysis was performed on production data representing the "average gas connection" in each study area.

FIGURE 3.1

Example of Group Production Decline Plot
(Alberta Foothills Front Area, 2000 Connection Year)



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

Production decline analysis suggests that the average gas connection in each study area tends to exhibit a steep decline during initial production, which usually lasts for about 17 months, followed by a period characterized by a significantly lower decline rate. To reflect this behaviour, the production decline analysis provides:

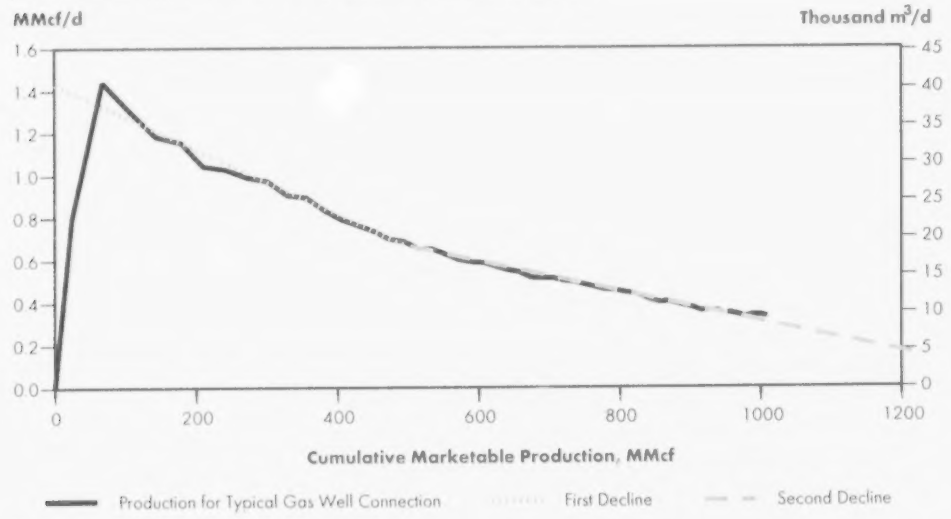
- initial production rate;
- first decline rate;
- months to second decline rate; and
- second decline rate.

Figure 3.2 provides an example of the type of plot generated when conducting production decline analysis of the average gas connection. Plots of this nature were generated for all study areas and for all connection years between 1996 and 2004. Figure 3.2 shows the analysis for the Alberta Foothills Front area for gas connections brought on stream in 2000.

The production decline analysis (Figure 3.2) results in parameters that define the productivity of average gas connections in past years. The trends evident in well performance in the past years are identified to determine parameters that could be applied to future gas connections. In assessing the performance parameters of past years, it can be observed that generally the first decline rate, second decline rate and months to second decline rate were fairly constant in each study area, and thus it is reasonable to apply these historical parameters to future gas connections in each area. However, the initial productivity of the average gas connection generally decreases year after year. These trends are evidenced by examining the performance of the average gas connection over the entire WCSB in recent years (Figure 3.3).

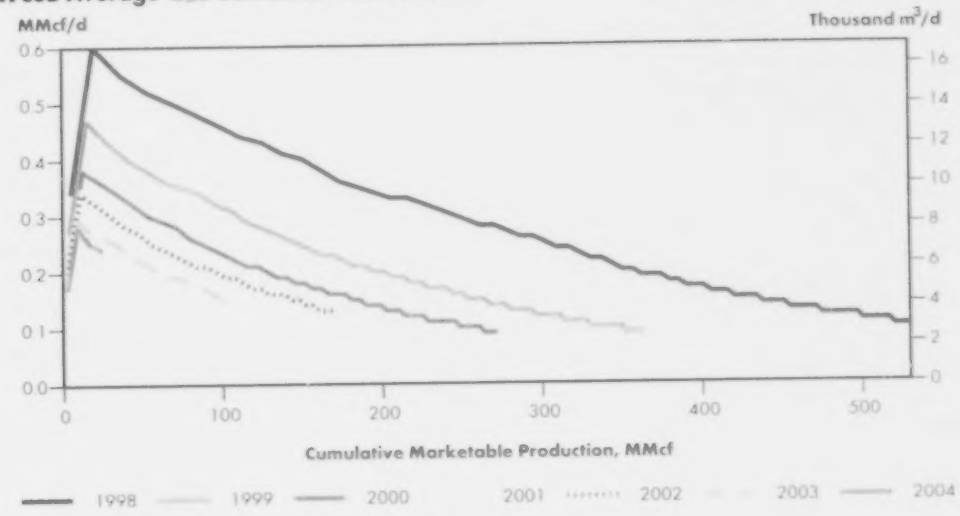
Graphs showing the average gas connection performance for recent years and the projected gas well performance for each study area are contained in Appendix B.4.

Example of Average Gas Connection Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 2000 Connection Year)



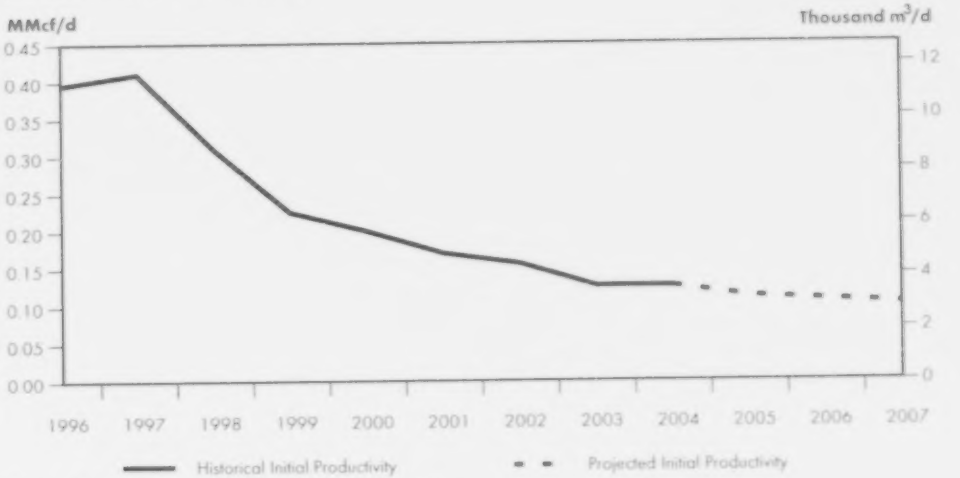
Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

WCSB Average Gas Connection Performance



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

Example of Initial Productivity of Average Gas Connections by Connection Year (Area: Alberta – Southeast)



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

To determine the initial productivity of average gas connections in the future, the Board examined the trend in initial productivities over time in each area and projected values for future years that were consistent with the historical trend. Figure 3.4 illustrates the Board's method for selecting initial productivity of gas connections in 2005, 2006 and 2007.

3.1.2.2 Number of Future Gas Connections

The first step in determining the number of future gas connections is to estimate the level of gas well drilling that is expected to occur over the projection period. The number of future gas connections is estimated based on the projected number of gas-intent wells. In this EMA, the number of future gas-intent wells is calculated for each study area using the following equation:

[Average Number of Rigs in WCSB Rig Fleet for year (by rig category) * 365]
* [Study Area Rig Day Allocation Factors (for each rig category)]
* [Rig Utilization Factors (for each rig category and study area)]
* [Target Resource Fractions (for each rig category and study area)]
/ [Drill Days per Well (for each rig category, study area and target resource)]
=> Annual wells drilled (by rig category / study area / target resource)

The approach outlined above calculates the level of gas-intent drilling activity on the basis of drilling capacity, rig utilization and the fraction of drilling targeted to gas in the WCSB. In the market environment that is likely to prevail throughout the projection period, it is expected that drilling rigs in the WCSB will be used near the maximum level. Thus analysis of drilling capacity over the projection period should provide a reasonable estimate of gas-intent drilling over the projection period.

This EMA incorporates a detailed analysis of the Canadian rig fleet in the assessment of drilling capacity. The weekly *Rig Locator Report* published by Nickle's Energy Group (the *Rig Locator Report*) was used as the main source of data in this analysis.

The analysis began by identifying the part of the Canadian rig fleet that can be expected to be drilling in the gas producing areas of the WCSB. This portion of the Canadian rig fleet is referred to as the WCSB rig fleet in this EMA. Appendix A.1 shows the splitting of the Canadian rig fleet into five sub-fleets, which tend to work in specific geographic areas. The WCSB rig fleet comprises the vast majority (about 96%) of the Canadian rig fleet.

The WCSB rig fleet was split into three rig categories based on depth capacity of the drill rigs as follows:

Rig Category	**Depth Capacity (m)**
Shallow	Less than or equal to 1 850 m
Medium	Greater than 1 850 m and less than or equal to 3 050 m
Deep	Greater than 3 050 m

The number of rigs in each rig category of the WCSB rig fleet over the projection period was estimated based on information gathered from drilling industry organizations regarding new rig construction and the growth trends in each category over the past five years. Appendix A.2 details the historic and projected rig count for the WCSB rig fleet in each rig category.

With rig count projections for the three rig categories, the rigs were then allocated to the study areas in the WCSB. For each rig category, there are a total number of **rig days** available in each year of the projection period (i.e., the average number of rigs in the year multiplied by 365). The rig days for each rig category were allocated to each study area based on the historical rig location trends observed by the NEB. Some historical trends apply at a more aggregate level. For these particular trends, the historical rig days for each rig category in each study area were grouped into three main geographic areas– North, South and West. These three main geographic areas are defined as follows:

Main Geographic Area	Study Areas Comprising Main Geographic Area
North	AB-Northeast, AB-Northwest, BC-Fort St. John, and BC-Fort Nelson
South	AB-Central, AB-East Central, AB-Southeast, SK-Central, and SK-Southwest
West	AB-Foothills, AB-Foothills Front, and BC-Foothills

Trends by main geographic area can be observed in the charts contained in Appendix A.3.a. These geographic trends were combined with the trends applicable to individual study areas to provide the number of rig days in each year of the projection period for each rig category in each study area (see tables in Appendix A.3.b).

The historic data dealing with the utilization of rigs in each study area was investigated to provide a basis for estimating rig utilization for 2005–2007. Based on the *Rig Locator Report*, the number of rig days for each rig category in each study area for the past five years was determined. Analysis of well data from GeoScout provided the number of **drill days** associated with the rig categories in each study area. The rig utilization for years 2000 through 2004 was calculated for each rig category in each study area as drill days divided by rig days. Rig utilization levels for 2005–2007 (for each rig category and each study area) were then projected on the basis of the historical data. Appendix A.4 contains tables for each rig category and study area showing the historic and projected rig utilization factors. Application of the rig utilization levels to the corresponding rig day projections results in a projection of drill days for 2005–2007.

A further review of the historic drilling data derived from GeoScout provided insight into the specific resources that were the target of the drilling efforts over 2000–2004. Drilling in the WCSB is generally done for the purpose of exploiting one of the following resources (the "target resources"): conventional gas, NGC, conventional oil or oil sands. The drill days deemed by the NEB to be associated with each target resource were calculated for each rig category and each study area. Based on the historic allocation of drill days to target resources, and based on the Board's view of future exploitation levels of the target resources, allocation factors for each target resource were projected for each rig category in each study area (Appendix A.5). The Board's view of the exploitation levels of the target resources included insights obtained through industry consultations, particularly with respect to drilling targeted to NGC. Through the application of the target resource allocation factors, the number of drill days that might be expected for gas-intent drilling and NGC-intent drilling were calculated for each rig category in each study area. Note that with this assessment of drilling effort, a projection for NGC-intent drilling is produced at the same time as a projection for gas-intent drilling.

To determine the number of gas-intent wells and NGC-intent wells that can be expected over the projection period, the drill days per well were calculated. Drill days per well for 2000–2004 were calculated for each rig category in each study area for each resource target. The drill days for the past five years were used as the basis for projecting drill days per well for 2005 through 2007 (see Appendix A.6 to view details). Dividing drill days by drill days per well yields the number of wells to be drilled.

The gas-intent and NGC-intent drilling levels determined via this process are tabulated in terms of drill days and wells in Appendix A.7. It is useful to view the drilling levels in terms of drill days as this is the more meaningful measure when comparing the drilling efforts in the various study areas.

The ratio of number of gas connections and number of gas-intent wells drilled was investigated for the past five years for gas and NGC. The ratio for these years was used to project the ratio that was applied to the projection period. Appendix A.8 contains tables detailing the ratio of connections to wells for each study area for gas and NGC. Using the ratio of connections to wells and the number of wells expected to be drilled, the annual number of gas and NGC connections for the years 2005 through 2007 was calculated.

Finally, the fraction of annual connections that are expected to be made in each month of each year of the projection period are applied to the annual connections to obtain a monthly connection schedule for gas and NGC. Appendix A.9 shows the monthly connection fractions for each study area.

3.1.3 *Yukon and Northwest Territories*

In the Yukon and Northwest Territories, gas is produced from the Kotaneelee, Cameron Hills and the Liard Plateau gas fields (gas production from Ikhil and Norman Wells is not connected to the pipeline grid and so was not included in this assessment). Due to the small number of producing wells in the territories, a single production decline plot was generated for the aggregate production from Kotaneelee, Cameron Hills and the Liard Plateau to define future deliverability of the existing wells. The level of development anticipated for these producing fields over the projection period is not expected to significantly impact the deliverability from the area. Thus the performance parameters obtained from the production decline analysis were considered to be representative of the total deliverability for the area over the projection period.

3.1.4 *Solution Gas*

Solution gas currently accounts for about 8.5 percent of total marketable gas deliverability from the WCSB. To estimate future deliverability of solution gas, production decline analysis was performed to obtain the current production rate and the decline rate for solution gas in each study area in Alberta, B.C. and Saskatchewan (with the exception of B.C. Foothills which has no solution gas). As with the deliverability projection for existing gas connections, the deliverability projection for solution gas has a high level of certainty.

3.2 WCSB – Natural Gas from Coal (NGC)

To estimate deliverability from NGC wells, the same basic relationship is used as in assessing deliverability from conventional gas supplies (that is, future deliverability = deliverability from existing connections + deliverability from future connections).

3.2.1 *Existing NGC Connections*

Existing NGC connections in Alberta were grouped into those connections made before 2003, those made in 2003, and those made in 2004. For each of these groups, the total marketable gas production in each calendar month was calculated and a plot of group production rate versus cumulative production was made. From these plots, the deliverability as of December 2004 was determined for each group along with the forward-looking exponential decline rate(s). The expected performance characteristics of the average connection were considered when selecting the decline rate(s). The parameters for each group were used to project deliverability of existing NGC connections.

3.2.2 *Future NGC Connections*

As with the methodology used to assess deliverability for conventional gas supply, the assessment of deliverability from future NGC connections requires an estimate of the number of NGC connections and the production characteristics of the average NGC connection over the projection period.

To assess production characteristics of the average NGC connection, the performance of the average connection in years 2003 and 2004 were analyzed for the province of Alberta. Since approximately

90 percent of all existing NGC connections are associated with the 2003 and 2004 connection years, the average connection performance displayed in these two groupings provided a good basis for establishing performance parameters for the average NGC connection. Charts such as the one shown in Figure 3.2 were created for the average Alberta NGC connection for the 2003 and 2004 connection year groupings. This analysis enabled estimation of initial productivity and first decline rate of the average NGC connection. However, because of the limited duration of the majority of NGC production data, the second decline rate and the months to second decline could not readily be determined from this procedure. As a result, additional information on observed well performance provided by NGC producers was incorporated into the estimate of the second decline rate and months to second decline.

Unlike conventional gas connections, the initial productivity of the future average NGC connection was not projected to decrease from year to year over the projection period as this trend is not yet evident through the early stages of NGC development.

The drilling analysis described in Section 3.1.1.2 provided a projection of future drilling for NGC-intent wells as well as gas-intent wells for each year of the projection period. The annual number of NGC connections was calculated as a function of NGC-intent wells drilled in each year. The total number of NGC connections in Alberta and the performance parameters of the average NGC connection were used to obtain the deliverability projection for future NGC connections for 2005-2007.

3.3 Nova Scotia Offshore

For producing wells in the Nova Scotia offshore, an initial 24-month period of relatively constant production was followed by an annual exponential decline rate of 30 percent. This production profile was based on an average of the decline rates in the three original producing fields. A fifth producing field (South Venture) was brought into operation at the start of 2005. One new infill well was also recently drilled in the existing Venture field, with no additional wells planned for the producing fields at this time. Offshore compression is expected to be added at the end of 2006. The parameters used in the compression analysis were based on discussions with industry representatives.

DELIVERABILITY PARAMETERS – RESULTS

4.1 WCSB – Conventional Gas Supply

As discussed in Chapter 3, conventional gas supply in the WCSB is comprised of three components—Existing Gas Connections, Future Gas Connections and Solution Gas. The parameters relating to each of these components are discussed below.

4.1.1 *Decline in Production from Existing Gas Connections and Solution Gas*

Production decline analysis was performed for each study area and connection year for existing gas connections and for each study area for solution gas. As of the end of 2004, there were approximately 104 000 existing gas connections producing in the WCSB. From this analysis it was possible to determine the deliverability as of year-end 2004 and determine applicable production decline rate(s) from which future deliverability of existing gas connections and solution gas could be calculated. A table containing all production decline parameters for existing gas connections and solution gas is included as Appendix B.1. Deliverability can be projected from these parameters to be 462 million m^3/d (16.3 Bcf/d) at the end of 2004, 369 million m^3/d (13.0 Bcf/d) at the end of 2005, 310 million m^3/d (11.0 Bcf/d) at the end of 2006, and 266 million m^3/d (9.4 Bcf/d) by the end of 2007.

4.1.2 *Future Gas Connections*

The production decline analysis discussed in Section 4.1.1 concludes that, because of the historically consistent production decline in existing gas well connections and solution gas, approximately 93 million m^3/d (3.3 Bcf/d) of deliverability will have to be replaced annually from new gas wells to maintain production from the WCSB.

4.1.2.1 Performance Parameters for Future Average Gas Connections

The level of deliverability to be expected from future gas connections is a key factor in assessing future deliverability. The production decline analysis described in Chapter 3 provided the basis for establishing performance parameters for future gas connections.

In general, the first and second decline rate and the number of months to the second decline rate observed in each geographic area have been fairly constant in recent connection years. Consequently, these average gas well performance parameters were applied to future connection years (see Appendix B.2). An exception to this trend is in the Fort St. John and Fort Nelson areas in northeast B.C., where significantly steeper initial decline rates were seen in 2003 compared to previous years. This is attributed to the large-scale development of tighter gas plays in those areas over the past two

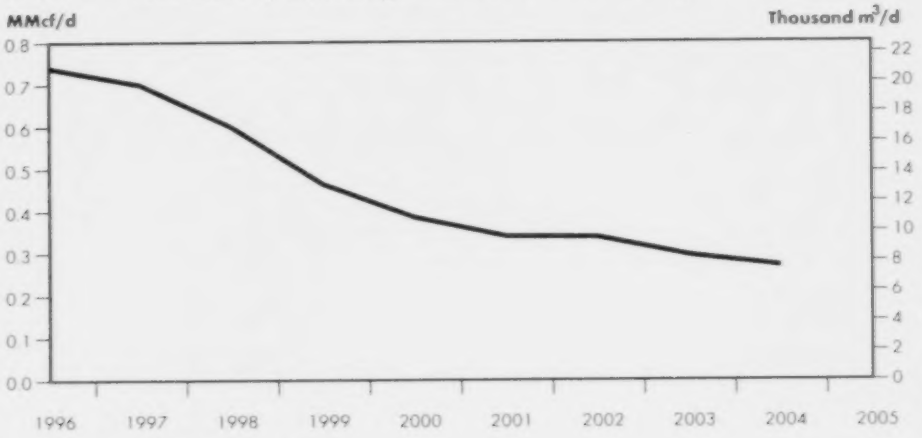
years. Tighter gas resources are usually characterized by steep initial decline rates, followed by a progressive flattening out to very low rates of decline.

For the initial productivity of gas connections, the trend varies considerably from area to area (see Appendix B.3). In general, the initial productivity of gas connections continues to decrease from year to year, with smaller decreases apparent in recent years. Figure 4.1 shows the overall trend in initial gas well productivity over time for the entire WCSB.

Specific performance parameters established for future gas connections in each study area for 2005–2007 are shown in Table 4.1.

FIGURE 4.1

WCSB Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

TABLE 4.1

Production Characteristics for Average Gas Connections by Area in 2005, 2006 and 2007

Area	First Decline Rage (fraction)	months to 2nd decline	Second Decline Rate (fraction)	Initial Productivity					
				2005 Gas Connections		2006 Gas Connections		2007 Gas Connections	
				$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d
Alberta - Foothills	0.40	20	0.17	43.91	1.550	42.49	1.500	41.08	1.450
Alberta - Foothills Front	0.49	17	0.25	17.28	0.610	16.15	0.570	15.16	0.535
Alberta - Southeast	0.62	17	0.27	3.17	0.112	3.03	0.107	2.89	0.102
Alberta - East Central	0.62	20	0.28	3.97	0.140	3.54	0.125	3.40	0.120
Alberta - Central	0.64	18	0.34	7.65	0.270	7.08	0.250	6.52	0.230
Alberta - Northeast	0.31	24	0.21	5.24	0.185	4.82	0.170	4.53	0.160
Alberta - Northwest	0.55	20	0.33	11.90	0.420	11.05	0.390	10.48	0.370
B.C. - Fort St. John	0.75	16	0.25	22.10	0.780	21.53	0.760	20.96	0.740
B.C. - Fort Nelson	0.70	16	0.25	32.58	1.150	31.16	1.100	29.75	1.050
B.C. - Foothills	0.30	24	0.20	84.99	3.000	79.32	2.800	73.65	2.600
Saskatchewan - Central	0.60	18	0.28	6.01	0.212	5.92	0.209	5.84	0.206
Saskatchewan - Southwest	0.45	17	0.23	1.84	0.065	1.78	0.063	1.73	0.061

4.1.2.2 *Number of Future Gas Connections*

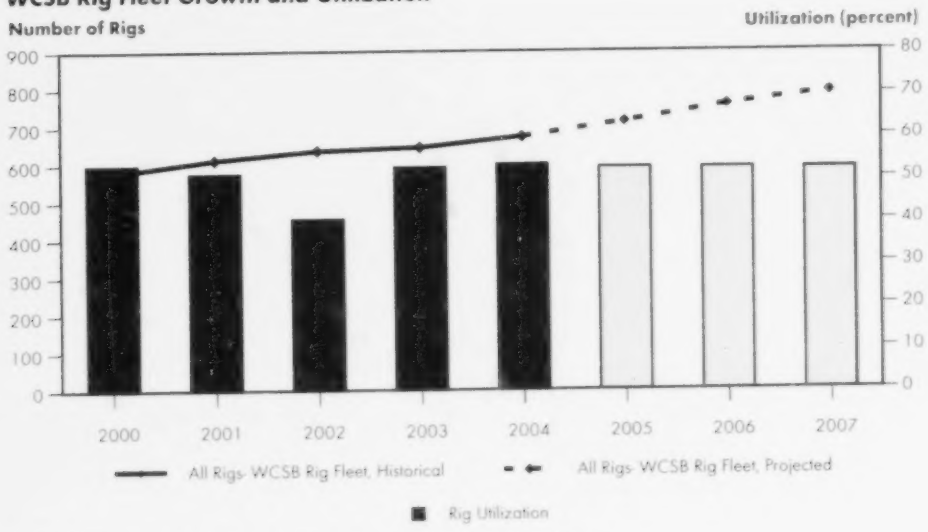
In this report, the number of future gas connections was determined as a function of gas-intent drilling. Gas-intent drilling was determined through the assessment of drilling capability in the WCSB. As discussed in Chapter 3, gas-intent drilling in the WCSB will be undertaken by that portion of Canadian rigs that comprise the WCSB rig fleet (Appendix A.1).

Strong natural gas prices are expected to drive growth in the WCSB rig fleet over the projection period. Based on historical trends and consultations with industry, the Board has made projections of WCSB rig fleet growth for each rig category – shallow, medium and deep (Appendix A.2). The allocation of the WCSB rig fleet to the various study areas and the rig utilization levels expected over the projection period are described in detail in Appendices A.3 and A.4 respectively.

The growth of the WCSB rig fleet (including all rig categories) and the projected overall rig utilization levels are shown in Figure 4.2. Note that the overall rig utilization calculated in this assessment has not exceeded approximately 53 percent in any of the past five years, in spite of these years being among the busiest drilling years in history. The NEB believes that overall rig utilization levels of 52–53 percent represent the operational maximum for the industry in the WCSB. Consultations with industry revealed that down time associated with spring break up, rig moving, contrary weather and rig servicing all serve to limit the overall rig utilization level. Thus, the overall rig utilization levels for the projection period shown in Figure 4.2 represent the drilling industry operating at close to maximum capacity.

The increasing size of the WCSB rig fleet and the consistently high rig utilization levels projected in this EMA result in a progressively higher number of drill days that can be expected in each year of the projection period. The allocation of these drill days to target resources for each rig category in each study area is described in Appendix A.5. Figure 4.3 summarizes this allocation of drill effort in terms of percentage of total drill days allocated to gas and NGC. The chart shows the increasing focus of the drill effort on gas relative to oil and the emergence of NGC as a significant drilling

WCSB Rig Fleet Growth and Utilization



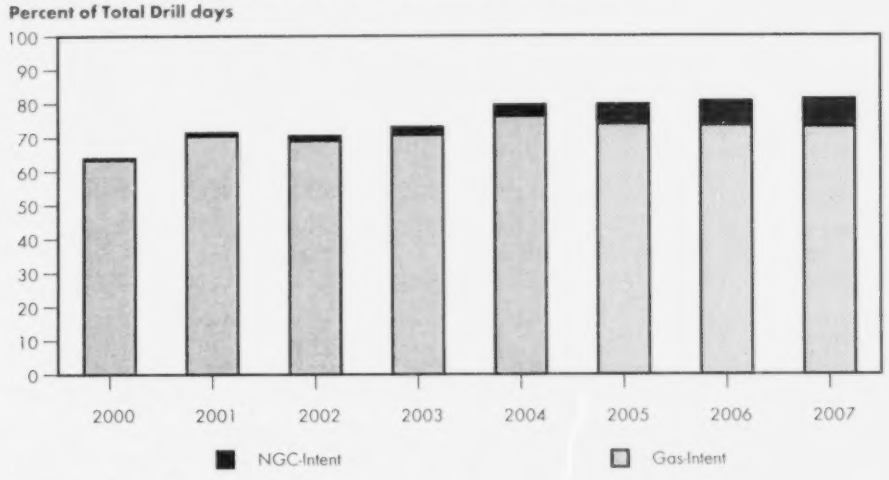
Source: NEB analysis of Nickle's Rig Locator Report and GeoScout Well Data

target over the past five years. Figure 4.3 also shows increasing levels of NGC-intent drilling and the continued large share of gas-intent drilling projected for 2005-2007.

Applying the drill days per gas well (see Appendix A.6) to the gas-intent drill days provides a projection of the number of gas-intent wells for each resource in each study area. Tables summarizing the gas-intent drilling effort both in terms of drill days and wells are contained in Appendix A.7. Figure 4.4 provides the historic and projected drilling effort of the WCSB rig fleet for gas and NGC in terms of both drill days and wells. The chart shows that approximately 16 300 gas-intent wells will

FIGURE 4.3

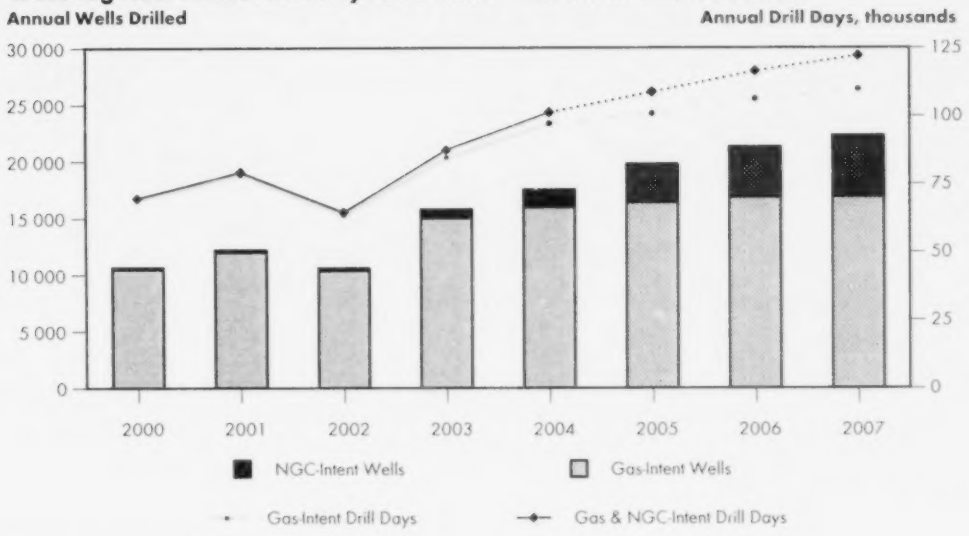
Portion of WCSB Rig Fleet Drill Days Directed to Gas and NGC



Source: : NEB analysis of GeoScout Well Data

FIGURE 4.4

WCSB Rig Fleet Annual Drill Days and Wells – Gas-Intent and NGC-Intent



Source: : NEB analysis of GeoScout Well Data

be drilled in the WCSB in 2005, and 16 800 gas-intent wells will be drilled in each of 2006 and 2007. A progressively larger share of gas-intent wells is projected to occur in the western side of the WCSB where the basin is much deeper and drill days per well much greater. This greater focus of drilling on the western side of the basin is the reason why the number of gas-intent wells does not increase in proportion with the increasing gas-intent drill days over the projection period.

The number of future gas-intent wells is converted into future gas connections by applying a factor based on the historical relationship between the two parameters. Appendix A.8 provides a summary of the historical and projected ratio of connections to wells in each geographic area for gas and NGC. Based on these factors, the Board's projection of gas and NGC connections by area is shown in Table 4.2. The Board projects that there will be 15 700 conventional gas connections in the WCSB in 2005 and approximately 16 000 in each of 2006 and 2007.

Steady increases are projected in the expected number of new conventional gas connections in the Foothills, Foothills Front and Central areas of Alberta, and in all three areas of Northeast BC. High usage of the medium and deep rigs that tend to operate in these areas and the relatively high level of prospectivity of conventional gas in these areas will drive the projected increase in the number of gas connections. The higher level of initial productivity of gas connections in these areas helps to maintain overall deliverability from the WCSB.

Annual gas connections are expected to remain approximately level or even decrease slightly in the East Central, Southeast, Northeast and Northwest areas of Alberta and in the Central and Southwest areas of Saskatchewan. Any reductions in future gas connections in these areas is largely attributable to competition from NGC drilling for the shallow and medium rigs that tend to work in these areas and because of lower prospectivity of conventional gas in these areas.

TABLE 4.2

Projected Gas and NGC Connections by Area

Study Area	Projected New Gas and NGC Annual Connections		
	2005	2006	2007
Conventional Gas Connections			
Alberta - Foothills	94	105	115
Alberta - Foothills Front	1 956	2 117	2 217
Alberta - Southeast	6 814	6 865	6 676
Alberta - East Central	874	860	846
Alberta - Central	1 608	1 732	1 781
Alberta - Northeast	433	411	389
Alberta - Northwest	1 010	995	979
B.C. - Fort St. John	621	650	679
B.C. - Fort Nelson	336	349	362
B.C. - Foothills	32	35	38
Saskatchewan - Central	262	262	262
Saskatchewan - Southwest	1 683	1 693	1 683
Subtotal – Conventional Gas Connections	**15 725**	**16 063**	**16 026**
NGC Connections			
Alberta - NGC	3 148	4 185	5 202
Total – Conventional Gas plus NGC Connections	**18 873**	**20 248**	**21 228**

4.2 WCSB – Natural Gas from Coal

4.2.1 *Existing NGC Connections*

Natural gas from coal deliverability as of the end of 2004 was about 5.6 million m^3/d (0.20 Bcf/d). Based on the performance parameters estimated for existing NGC connections (see Appendix B.1), deliverability of these connections is expected to be 4.7 million m^3/d (0.17 Bcf/d) by the end of 2005, 4.1 million m^3/d (0.15 Bcf/d) by the end of 2006, and 3.6 million m^3/d (0.13 Bcf/d) by the end of 2007.

4.2.2 *Future NGC Connections*

The NEB's estimate of the number of future NGC connections was obtained by the same process used to determine the projected future conventional gas connections. To review the factors leading to the estimation of the number of NGC connections, see Appendices A.2 to A.8. NGC-intent wells (shown stacked on top of gas-intent wells in Figure 4.4) are expected to amount to approximately 3 400 wells in 2005, 4 500 in 2006, and 5 400 in 2007. The large increase in NGC-directed drilling primarily reflects the heavy development of the Horseshoe Canyon NGC play in the Calgary–Edmonton corridor (see Appendix C.2 for map). The number of NGC connections resulting from this drilling effort were projected to be approximately 3 100 in 2005, 4 200 in 2006 and 5 200 in 2007.

While the production history of NGC is of limited duration, Alberta had approximately 600 NGC connections in 2003 and 1 400 NGC connections in 2004, providing a sufficiently large data set upon which to base the assessment of initial productivity for the average NGC connection. Initial productivity of the average NGC connection of 2.8 thousand m^3/d (100 Mcf/d) is used in this assessment for the future NGC connections for all three years of the projection period, based on analysis of the 2003 and 2004 connection years. The Board projects a nominal annual decline rate of 25 percent for the average NGC connection based on the decline rates exhibited in NGC connections made in 2003. From industry consultations, the duration of the first decline period was set at 20 months with an annual decline rate of 12 percent applied in subsequent months.

4.3 Nova Scotia Offshore

Nova Scotia offshore deliverability was sourced from four fields in 2004. A fifth field (South Venture) commenced production at the start of 2005, with field development occurring over the first half of the year. Total deliverability at the end of 2004 was about 10.5 million m^3/d (0.37 Bcf/d).

The addition of offshore compression at SOEP at the end of 2006 is expected to boost deliverability by 20 percent in 2007.

DELIVERABILITY OUTLOOK

The outlook for Canadian gas deliverability is shown in Table 5.1 by study area. The table shows annual average production for 2004 and expected annual average deliverability for 2005, 2006 and 2007 for each component. Canadian annual average deliverability is expected to increase slightly from 477 million m^3/d (16.9 Bcf/d) in 2004 to 491 million m^3/d (17.3 Bcf/d) in 2007.

5.1 WCSB – Conventional Gas

The average annual deliverability of conventional gas from the WCSB is expected to decrease slightly over the projection period from 462 million m^3/d (16.3 Bcf/d) in 2004 to 453 million m^3/d (16.0 Bcf/d) in 2007. At the same time, deliverability of conventional gas from the largest producing province,

Canadian Gas Deliverability Outlook by Area

Area	Average Annual Production							
	Historical		Projection					
	2004		2005		2006		2007	
	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d
Alberta - Foothills	17.91	632	18.57	655	19.16	677	19.89	702
Alberta - Foothills Front	126.82	4 477	129.44	4 569	131.65	4 647	132.92	4 692
Alberta - Southeast	79.63	2 811	80.70	2 849	78.83	2 783	76.84	2 712
Alberta - East Central	17.86	630	17.42	615	16.61	586	15.84	559
Alberta - Central	45.51	1 606	45.09	1 592	44.48	1 570	43.61	1 540
Alberta - Northeast	27.59	974	24.34	859	22.02	777	19.89	702
Alberta - Northwest	52.76	1 863	50.83	1 794	47.98	1 694	45.27	1 598
B.C. - Fort St. John	37.09	1 309	36.65	1 294	37.02	1 307	37.44	1 322
B.C. - Fort Nelson	25.62	904	25.96	916	27.32	964	28.24	997
B.C. - Foothills	10.27	363	11.46	405	12.00	423	12.41	438
Saskatchewan - Central	5.16	182	5.91	209	5.99	212	6.05	214
Saskatchewan - Southwest	13.68	483	13.51	477	13.46	475	13.38	472
Saskatchewan - Southeast	0.84	30	0.85	30	0.84	30	0.83	29
Yukon and Northwest Territories	1.70	60	1.24	44	0.92	33	0.68	24
Total WCSB Conventional Gas	**462.46**	**16 325**	**461.96**	**16 307**	**458.29**	**16 178**	**453.30**	**16 002**
Alberta - NGC	3.75	132	8.47	299	15.84	559	24.59	868
Total WCSB - All Gas	**466.20**	**16 457**	**470.43**	**16 606**	**474.14**	**16 737**	**477.89**	**16 870**
East Coast Offshore	11.34	400	10.87	384	10.51	371	13.50	477
Total Canada	**477.54**	**16 857**	**481.30**	**16 990**	**484.65**	**17 108**	**491.39**	**17 346**

Alberta, is expected to decline over the projection period from approximately 368 million m^3/d (13.0 Bcf/d) in 2004 to 354 million m^3/d (12.5 Bcf/d) in 2007. Decreases in production are expected to occur in Alberta's Northeast and Northwest study areas, which in aggregate are expected to fall from an annual average of 80 million m^3/d (2.8 Bcf/d) in 2004 to 65 million m^3/d (2.3 Bcf/d) in 2007. While the Alberta Foothills area is expected to increase slightly, the large contribution from the Foothills Front, Southeast Alberta and Central Alberta is expected to be fairly stable for the projection period at an aggregate of approximately 250 to 255 million m^3/d (8.9 to 9.0 Bcf/d).

Deliverability is expected to increase in all three areas of B.C. over the projection period, resulting in total B.C. production increasing from an annual average of 73 million m^3/d (2.6 Bcf/d) in 2004 to an annual average of 78 million m^3/d (2.8 Bcf/d) in 2007. While the increase in drilling activity in Northeast B.C. is expected to be large, the high initial decline rate of new gas connections in the Fort St. John and Fort Nelson areas somewhat mutes the amount of deliverability resulting from this effort.

Total deliverability from Saskatchewan is projected to remain approximately stable over the projection period at 20 million m^3/d (0.7 Bcf/d).

5.2 WCSB – Natural Gas from Coal

NGC production in Alberta has grown remarkably over the past few years and is expected to play an even larger role in the Canadian gas supply over the projection period. NGC deliverability is expected to rise by a factor of more than six over the three-year period from an annual average of 3.8 million m^3/d (0.13 Bcf/d) in 2004 to 24.6 million m^3/d (0.87 Bcf/d) in 2007. Practically all of the production is expected to be from the Horseshoe Canyon coals of south central Alberta.

The projected increases in NGC deliverability require continuing growth in NGC drilling activity. Prior to 2005, about 2 300 NGC connections existed in western Canada. In 2005, NGC drilling activity is expected to result in 3 100 new NGC connections. NGC drilling activity is expected to continue to increase over the projection period, reaching 5 400 NGC-intent wells drilled in 2007 (see Figure 5.1). By 2007, NGC is expected to account for roughly 5 percent of overall Canadian deliverability.

5.3 Nova Scotia Offshore

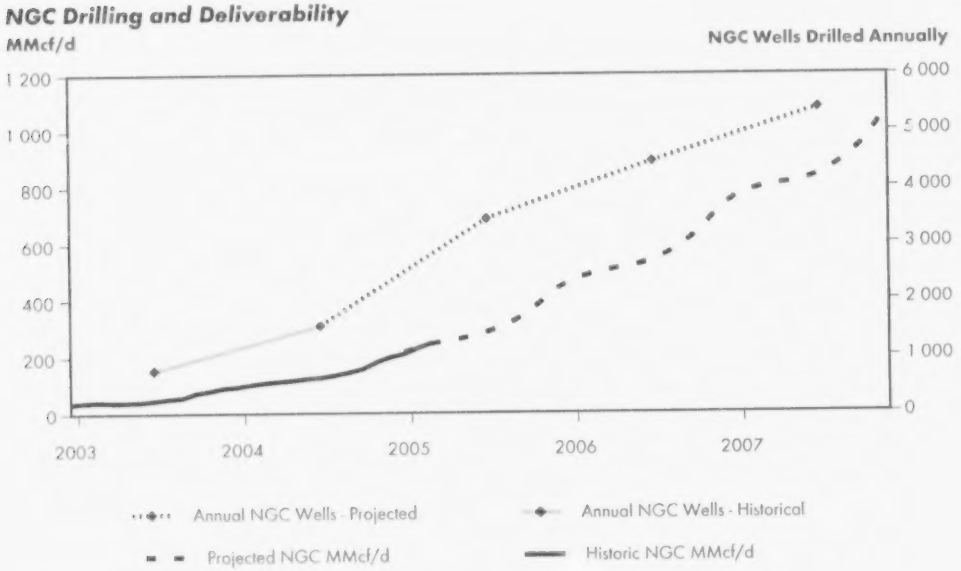
As illustrated in Figure 5.2, the estimate of deliverability from the SOEP through 2006 incorporates ongoing natural declines in the four producing fields and the addition of the South Venture field at the start of 2005. The contribution from South Venture is expected to help maintain production between 10 and 11 million m^3/d (0.35 to 0.40 Bcf/d) for most of the period to late-2006. The addition of offshore compression for the end of 2006 is expected to increase production from the original fields to average 13 million m^3/d (0.48 Bcf/d) in 2007. However, the variability in deliverability over the period will continue to present challenges to markets in the area.

5.4 Total Canada

Figure 5.3 portrays the outlook for total Canadian gas deliverability and the major segments of gas supply over the projection period (Note: Figure 5.3 is also shown in the *Overview* section of this EMA). Total Canadian production is expected to increase slightly over the projection period. This increase is due to the increasingly significant production of NGC added on to the quite stable levels of conventional gas production expected in the WCSB. The annual bump in deliverability occurring

in the first few months of each year of the projection period is caused by the seasonal connection patterns that prevail in the WCSB. Production from the Nova Scotia offshore is somewhat variable, but is expected to average around current levels for most of the projection period.

NGC Drilling and Deliverability



Nova Scotia Offshore Deliverability Outlook

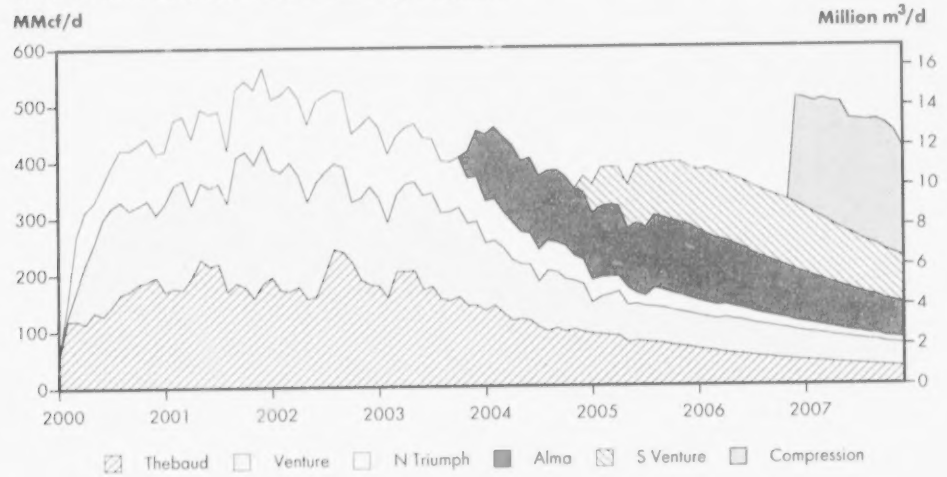
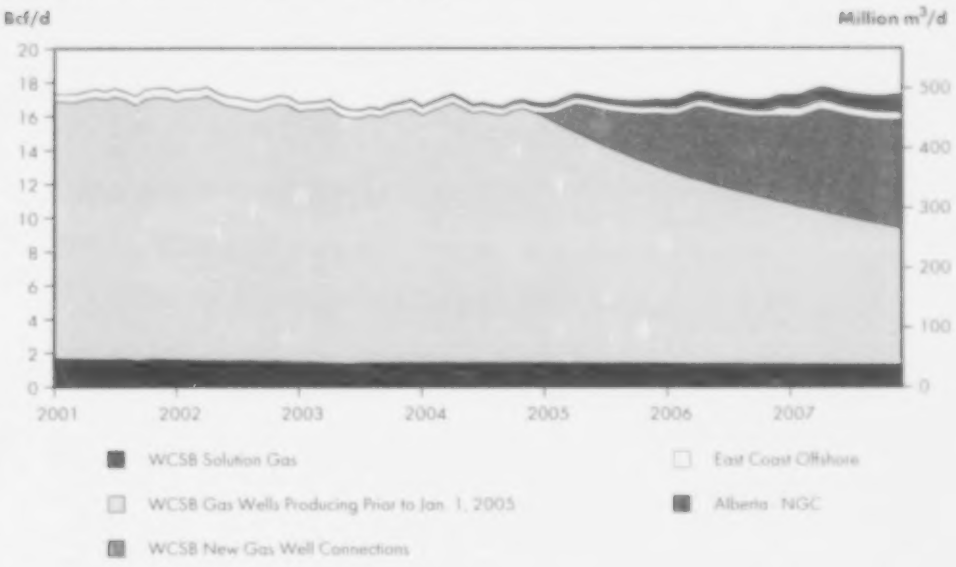


FIGURE 3.3

Outlook for Canadian Gas Deliverability



Observations And Issues

6.1 Observations

High natural gas prices in the North American market are driving maximum utilization of the growing rig fleet. As a result, the drilling effort directed toward gas and NGC (in terms of drill days) is expected to increase by approximately 20 percent by 2007 in comparison with 2004 levels (Notes: this level of increase refers to the aggregate of gas and NGC drill effort).

The effective decline rate for production from existing wells is expected to remain at around 20 percent per year. This means that in each year new connections need to replace about a fifth of the previous year's output to keep overall production constant.

The trend of lower initial productivity in new WCSB gas wells is continuing. Consequently, to offset production declines from producing wells, the number of new gas connections must rise each year to maintain production levels. The Board expects that the number of gas-intent wells (for conventional resources) will increase from just under 16 000 in 2004 to approximately 16 800 by 2007, resulting in a 2 percent decrease in deliverability from conventional sources over the projection period.

The small drop in deliverability projected for conventional resources is expected to be more than offset by dramatic growth in deliverability from NGC. The Board expects that there will be approximately 3 400 NGC-intent wells drilled in 2005 rising to 5 400 in 2007. In comparison, NGC-intent wells in 2001 and 2002 averaged around 250 wells per year. As a result of this explosive growth in NGC drilling, deliverability from NGC is expected to increase from an average of 8.5 million m^3/d (0.30 Bcf/d) in 2005 to 24.6 million m^3/d (0.87 Bcf/d) in 2007.

The contribution from offshore Nova Scotia is expected to remain in the range of 10 to 11 million m^3/d (0.35 to 0.40 Bcf/d) until late 2006, and rise to average 13 million m^3/d (0.48 Bcf/d) in 2007 with added compression.

Canadian gas deliverability is projected to increase by about 3 percent, from an average 2004 deliverability of 478 million m^3/d (16.9 Bcf/d) to an average 2007 deliverability of 491 million m^3/d (17.3 Bcf/d).

Increasing drilling activity for conventional gas is occurring on the western side of the WCSB. The combination of high gas prices, improving technology and the ever increasing knowledge of the basin potential and resource exploitation practices, is resulting in the development of deeper and tighter conventional gas resources on the western side of the basin. While these tighter gas resources usually have steep initial decline rates, the subsequent progression to very low rates of decline over a very long productive life is expected to have a stabilizing effect on overall basin deliverability over the long term. The low decline characteristics of NGC wells are expected to have a similarly stabilizing effect on basin deliverability over the long term.

6.2 Issues

The Canadian upstream industry has a choice between reinvesting in gas deliverability and investing elsewhere (e.g., oil reinvestment, foreign investment, trust distributions, share buybacks). Experience to this point indicates that industry is reinvesting in Canadian gas deliverability at the maximum possible level, given the constraints on manpower, equipment and infrastructure.

Canadian deliverability levels are highly dependent on industry activity, particularly drilling. The prevailing environment of high gas prices enables full use of the rig fleet in Western Canada. Thus the capacity of that fleet is the limiting factor on drilling activity over the projection period. The likelihood of a curtailment of drilling is considered to be remote given the prevailing market conditions. However, if drilling were to be curtailed for any reason, the resulting fewer number of new gas wells would certainly cause a drop in overall Canadian deliverability from that projected in this report.

While strong gas prices are the primary driver for the increasing size of the Canadian rig fleet and the high use of that fleet, even greatly increased prices cannot drive deliverability significantly higher than what is projected in this report. As this EMA anticipates a high level of rig fleet growth and provides for use of the fleet at close to maximum capacity, there is little opportunity to further increase drilling and thereby deliverability from that projected in this report, regardless of the gas price.

The Canadian drilling industry faces an ongoing challenge of staffing the growing rig fleet. The future levels of drilling anticipated for the WCSB will require a well-trained and skilled workforce to conduct work in a safe and environmentally sound manner. The drilling industry's ability to maintain or even increase rig utilization levels will depend largely on the industry's management of this challenge.

High levels of activity will continue to exert cost pressure on the upstream industry. Escalating costs for drilling, operations, land and materials have all contributed to higher overall industry expenses. However, increases in gas prices have more than offset these higher costs and it is expected that this situation will continue for the projection period.

The increasing amount of drilling activity focused on NGC will drive a rapid increase in deliverability from that source. The remarkable growth expected in NGC deliverability is almost totally attributable to development of the coals of the Horseshoe Canyon, which is expected to peak over the next few years. The ongoing growth of NGC deliverability in the longer term depends on the success attained in commercial development of the very large NGC resources in the Mannville zone.

The increasing scale of NGC development has given rise to a number of public concerns such as aquifer protection, access to the resource and drilling footprint. The relatively low flow characteristics of NGC have raised concerns regarding the number of wells that could eventually be required to access the NGC resource. Drilling density is controlled through the issuance of holding permits by provincial regulatory agencies. Density issues might also be addressed through the practice of drilling several wells from a single location. The work of the CBM/NGC MAC initiated by the province of Alberta is attempting to address these and other concerns.

NGC is primarily methane and contains little to no natural gas liquids. A concern has been raised regarding the potential dilution impact on natural gas liquids recovery. This topic is more fully described in the Board's previous EMA *Short-term Outlook for Natural Gas and Natural Gas Liquids to 2006*.

The expected variability in deliverability from Nova Scotia's offshore will continue to present challenges to markets in the area over the projection period as consumers will need to adjust to supply fluctuations. Drilling activity in recent years in offshore Nova Scotia has not resulted in discoveries that warranted proceeding to development, and this lack of success has currently discouraged exploration activity. Over the longer term, LNG imports and other offshore gas resources may provide additional supplies to this region.

6.3 Conclusions

The Board expects annual average deliverability of conventional gas to decline slightly over the projection period, from 474 million m3/d (16.7 Bcf/d) in 2004 to 467 million m3/d (16.5 Bcf/d) in 2007. This small decrease is expected to be more than offset by growth in NGC deliverability from 4 million m3/d (0.1 Bcf/d) in 2004 to 25 million m3/d (0.9 Bcf/d) in 2007.

The deliverability outlook reflects the industry operating at practical maximum levels. Reinvestment in drilling capacity is robust with planned annual additions to the rig fleet more than 50 percent higher than typical years and at the limit of available shop capacity. Gas drilling is expected to rise by 20 percent over the period and will more likely be constrained by the size of the drilling fleet and available manpower than a shortage of investment. **Even with prices at current levels or higher, these constraints will likely keep Canadian gas drilling from rising faster than indicated.**

Initial productivity of new wells continues to decline and will require an increasing number of new wells each year just to hold deliverability constant. The decline in well productivity reflects the maturing of the WCSB. Although significant amounts of gas remain and companies have more drilling prospects than ever, gas is available in smaller increments and will require increasing levels of activity and effort for each added unit of deliverability.

NGC deliverability will more than compensate for declines from conventional gas sources over the period. The industry appears to have developed an understanding of the Horseshoe Canyon coals, and is beginning to scale up the development of this resource. **Over the long term, the flatter decline profile of NGC (and tighter gas) should help to slow overall basin declines somewhat.**

The province of Alberta and the industry are working at addressing drilling density, access to resources, noise, and other environmental aspects of the expected ramp-up in NGC activity. Avoiding negative impacts on aquifers and water supplies is a key public concern.

Sable deliverability is expected to jump by 20 percent in 2007 through the installation of offshore compression. This bump in production will push Sable production forward in advance of potential additional supplies from LNG and/or development of Deep Panuke.

GLOSSARY

Average connection	An average connection may apply to gas connections or NGC connections and represents the average producing characteristics of ALL connections (either gas or NGC) for a geographic area and connection year. Production data for the average connection for any grouping (geographic area/connection year) is calculated as: [total production for all connections in grouping, summed by normalized production month]/[the total number of connections in the grouping].
Canadian rig fleet	Drilling rigs that are listed in the Nickle's Energy Group weekly *Rig Locator Report*.
Connection	A completion in a geological horizon (or horizons) within a well for which oil and/or natural gas production is reported.
Connection year	The year associated with the "On Production Date" for a connection.
Conventional gas	Refers to natural gas from all sources other than NGC.
Decline rate	A term used to describe the decrease in production rate over time as a resource is depleted. There are various ways of expressing decline rates, and in this report **exponential decline** is the type used to define well production decline characteristics. With exponential decline, a straight line is exhibited when production rate is plotted against cumulative production, and the slope of the line defines the **nominal** decline rate (in this report it is expressed as fraction per year). Another way of expressing Decline Rate is in terms of effective decline rate, which is the decrease in production divided by the initial production rate. The effective decline rate can be converted into nominal terms using the equation: nominal decline rate = -ln(1 – effective decline rate)
Deep rig(s)	Drilling rigs with a depth capacity greater than 3050 m.
Deliverability	The amount of natural gas a well, reservoir, storage reservoir or producing system can supply at a given time.
Depth capacity	The depth capacity (meters) for each drill rig as listed on the weekly *Rig Locator Report* published by Nickle's Energy Group
Drill day(s)	The number of days that a rig is engaged drilling a well, calculated as Drilling Completion Date minus the Spud Date plus 1.

Existing connections	Connections on production prior to January 1, 2005.
Future connections	Connections on production after January 1, 2005.
Gas connection	A connection for which natural gas production has been reported, and where that production is deemed to be conventional gas. If the connection has oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.
Gas well	A well bore with one or more geological horizons capable of producing natural gas.
Gas-intent drilling	Applies to drilling, drill days or wells deemed by the NEB to be undertaken for the purpose of exploiting conventional gas resources, excluding solution gas.
Marketable gas	Natural gas that has been processed to remove impurities and natural gas liquids. It is ready for market use.
Medium rig(s)	Drilling rigs with a depth capacity greater than 1850 m and less then or equal to 3050 m.
NGC	Natural gas from coal
NGC connection	A connection for which natural gas production has been reported, and where that production is deemed to be NGC.
NGC-intent drilling	Applies to drilling, drill days or wells deemed by the NEB to be undertaken for the purpose of exploiting NGC resources.
Normalized production month	For any gas well connection and for any production month, the normalized production month is the number of months since the first month of production for the gas well connection.
Oil connection	A connection for which oil production has been reported, and where that production is deemed NOT to be associated with oil sands. If the connection has oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.
Oil sands connection	A connection for which oil production has been reported, and where that production is deemed to be associated with oil sands.
Projection period	January 1, 2005 to December 31, 2007.
Rig categories	The groupings of Shallow, Medium and Deep drill rigs in the WCSB Rig Fleet, based on depth capacity.
Rig day(s)	Each day of the year for each drilling rig represents a rig day. The annual allocation of the rigs in the WCSB rig fleet to the various study areas results in an aggregate number of annual rig days for each area.
Rig utilization	In this EMA, rig utilization applies to drill rigs comprising the WCSB rig fleet and is calculated as Drill Days / Rig Days. Rig Utilization is determined separately for each rig category and study area in the WCSB as detailed in Appendix A4.
Shallow rig(s)	Drilling rigs with a depth capacity less than or equal to 1850 m.

Solution gas	Natural gas that is produced from an oil well connection.
Study area(s)	The areas of the WCSB defined in Figure 2.2 of this EMA.
Target resource(s)	conventional oil, conventional gas, NGC, or oil sands. In this EMA, the drilling of each well is deemed to be for the purpose of exploiting one of the target resources.
WCSB rig fleet	Drilling rigs comprising the Canadian Rig Fleet that have been determined by the NEB to work predominantly in Alberta, B.C. and western Saskatchewan. This excludes drilling rigs of the Canadian Rig Fleet that are determined by the NEB to work predominantly in Eastern Saskatchewan, Eastern Canada (Offshore and Onshore) and Northern Canada (see Appendix A.1 for further details).

Appendices are available at http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2005_2007_e.htm

A. Analysis Regarding Determination of Number of Future Gas Connections

1. Components of Canadian Rig Fleet
Weekly location of rigs comprising each of the following rig groupings:

   a) WCSB rigs
   b) eastern Saskatchewan rigs
   c) northern Canada rigs
   d) east coast offshore rigs
   e) eastern Canada onshore rigs

2. WCSB Rig Fleet
Charts of historical and projected rig fleet growth by rig category for:

   a) shallow rigs
   b) medium rigs
   c) deep rigs
   d) All rigs

3. WCSB Rig Fleet
Allocation of rig days to study areas:

   a) Historical weekly rig count split to main geographic area (North, South and West)
      i. shallow rigs
      ii. medium rigs
      iii. deep rigs

   b) Tables of historical and projected annual rig day allocations to study areas:
      i. shallow rigs
      ii. medium rigs
      iii. deep rigs

4. Tables of Historical and Projected Rig Utilization
   a) shallow rigs
   b) medium rigs
   c) deep rigs

5. Tables of Historical and Projected Resource Targets for Drilling
   a) shallow rigs
   b) medium rigs
   c) deep rigs

6. Drill Days per Well for each Resource Target in each Study Area
   a) shallow rigs
   b) medium rigs
   c) deep rigs

7. Historical and Projected Drilling Levels for each Study Area for Gas-Intent and NGC-Intent Wells
   a) Table of drill days
   b) Table of wells

8. Ratio of Annual Connections to Annual Wells Drilled For Gas Directed and NGC Directed Wells for each Study Area

9. Fraction of Annual Gas Connections for each Month in Year by Study Area

   a) Conventional Gas Tables:
   Charts for each study area

   b) NGC Tables:
   Charts for AB-Southeast and AB-Central study areas

B. Analysis Regarding Production Performance

1. Group Performance Parameters for Existing Connections Applicable to Study Areas Comprising the WCSB:
   - Connection year groupings for all gas connections made before January 1, 2004
   - Connection year groupings for all NGC connections made before January 1, 2004
   - Solution gas deliverability Parameters

2. Historic and Projected Performance Parameters for Average Gas Well Connections and Average NGC Connections by Connection Year and Study Area

3. Trend of Initial Productivity of Average Gas Connection by Study Area
   - Appendices B.3.a thru B.3.l are charts showing initial productivity trend over time for each Study Area

4. Performance Charts (Rate versus Cumulative Production) for Historical and Projected Average Gas Connections for each Study Area
- Appendices B.4.a thru B.4.l are charts showing average gas connection production profiles for different connection years for each Study Area

C. Analysis Regarding Natural Gas from Coal (NGC)

1. Description of Process to create List of NGC Connections

2. Map of NGC Areas (Horseshoe Canyon and Mannville) and NGC Connections

Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de **gaz naturel** au Canada

2005 - 2007

Évaluation du marché de l'énergie • Octobre 2005

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de **gaz naturel** au Canada

2005 - 2007

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • Octobre 2005

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

N° de cat. NE2-1/2005F
ISBN 0-662-70347-2

Cat. No. NE2-1/2005E
ISBN 0-662-41791-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et des abréviations iv

Liste des unités de mesure et des facteurs de conversion v

Avant-propos vi

Tour d'horizon viii

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Contexte 2
2.1 BSOC – Offre de gaz classique 2
2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon 4
2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 6
2.4 GNL 7

Chapitre 3 : Méthodologie 8
3.1 BSOC – Offre de gaz classique 8
3.1.1 Raccordements existants pour le gaz classique 10
3.1.2 Raccordements futurs pour le gaz classique 11
3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz 11
3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz 13
3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest 15
3.1.4 Gaz dissous 16
3.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC) 16
3.2.1 Raccordements existants pour le GNC 16
3.2.2 Raccordements futurs pour le GNC 16
3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 17

Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – Résultats **18**
4.1 BSOC – Offre de gaz classique 18
4.1.1 Diminution de la production à partir des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous 18
4.1.2 Raccordements futurs pour le gaz 18
4.1.2.1 Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz 18
4.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz 19
4.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon 23
4.2.1 Raccordements existants pour le GNC 23
4.2.2 Raccordements futurs pour le GNC 23
4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 24

Chapitre 5 : Perspectives de productibilité **25**
5.1 BSOC – Gaz classique 25
5.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon 26
5.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 26
5.4 Total – Canada 26

Chapitre 6 : Observations et enjeux **29**
6.1 Observations 29
6.2 Enjeux 30
6.3 Conclusions 31

Glossaire **33**

Annexes **36**

FIGURES

1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	viii
2.1	Zones de production gazière au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC	3
2.3	Production historique de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement	4
2.4	Production historique de GNC en Alberta selon l'année de raccordement	5
2.5	Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	6
3.1	Exemple de graphique de diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)	10
3.2	Exemple de graphique de diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)	12
3.3	BSOC – Rendement du raccordement moyen pour le gaz	12
3.4	Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)	13
4.1	BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens de puits de gaz selon l'année de raccordement	19
4.2	Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC	21
4.3	Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au GNC	21
4.4	Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du GNC	22
5.1	Forages et productibilité de GNC	27
5.2	Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	27
5.3	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	28

TABLEAUX

4.1	Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2005, 2006 et 2007	20
4.2	Raccordements projetés pour le gaz et le GNC selon la zone	23
5.1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone	25

AB	Alberta
BC	Colombie-Britannique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCM	comité consultatif multipartite
É.-U.	États-Unis
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GNC	gaz naturel tiré du charbon
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
MGH	méthane des gisements houillers
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
SK	Saskatchewan
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest

Unités de mesure

$10^3m^3/j$	= millier de mètres cubes par jour
Gpi^3	= milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	= milliard de pieds cubes par jour
kpi^3	= millier de pieds cubes
kpi^3/j	= millier de pieds cubes par jour
m^3	= mètre cube
m^3/j	= mètre cube par jour
Mpi^3	= million de pieds cubes
Mpi^3/j	= million de pieds cubes par jour

Facteurs de conversion

1 million m^3 (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 Mpi^3 (à 14,73 lb/po^2 abs. et 60 °F)

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs volets du secteur énergétique au Canada. Sa raison d'être est de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. L'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux, ainsi que les droits et les tarifs connexes. Une autre de ses fonctions importantes consiste à réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées. En outre, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, de même que des travaux précis d'exploration pétrolière et gazière sur les terres domaniales, en particulier dans le Nord canadien et en mer.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marché de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office présentent des analyses des principales ressources énergétiques. Ces ÉMÉ permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les problèmes sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique, et aux décideurs de se tenir au courant des questions énergétiques sur lesquelles ils doivent se pencher, notamment pour ce qui concerne la réglementation. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays à l'effet que l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

La présente ÉMÉ, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2005-2007*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2007. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme en examinant les tendances récentes des caractéristiques de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et dans la zone au large de la côte Est, puis en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme au Canada. Ce rapport constitue en outre une mise à jour de l'ÉMÉ publiée par l'Office en novembre 2004 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2004-2006*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel

et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉMÉ à la personne suivante :

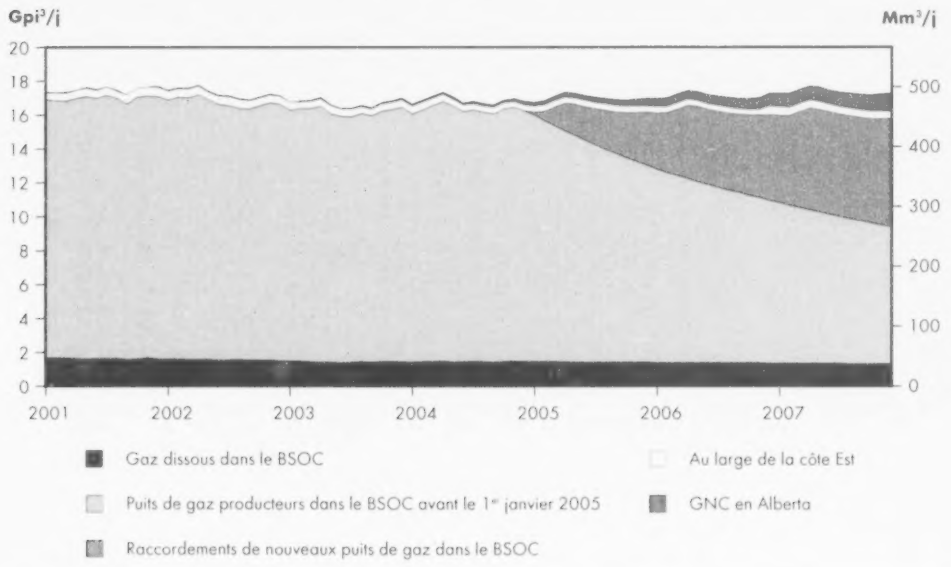
Breanne Dougherty téléphone : (403) 299-3678, courriel : bdougherty@neb-one.gc.ca

TOUR D'HORIZON

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont connu une hausse abrupte depuis le début de 2004. Cette hausse est en partie le résultat d'une augmentation de taille des prix du pétrole brut sur la scène mondiale et d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel. La perturbation récente d'une partie de l'offre de gaz aux États Unis (É.-U.) en raison de l'activité cyclonique dans le golfe du Mexique a rendu encore plus précaire cet équilibre et a fait grimper les prix davantage. L'intégration du marché gazier en Amérique du Nord signifie que les mouvements des prix aux É.-U. se répercutent au Canada. Un accroissement des prix du gaz naturel pourrait occasionner de réels enjeux économiques pour un certain nombre de consommateurs et d'industries au Canada. Par la même occasion, des prix plus élevés du gaz naturel incitent à la mise en valeur de sources d'approvisionnement supplémentaires. Le présent rapport évalue la capacité anticipée de production de gaz au Canada, c'est à-dire la productibilité, jusqu'à la fin de 2007.

La poussée des prix du gaz naturel a été à l'origine de travaux de forage d'une ampleur jusqu'ici inconnue dans le secteur de l'exploration et de la production gazières au Canada. L'Office prévoit que l'industrie continuera de chercher au maximum à accroître sa production et il s'attend que les travaux de forage se poursuivent à une cadence très élevée. Cependant, compte tenu de la maturité du bassin, cela n'entraînera qu'une croissance modeste de la production au cours des deux prochaines années.

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



L'Office entrevoit une augmentation de la productibilité annuelle moyenne de gaz au Canada, qui devrait passer de 478 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) en 2004 à 481 Mm^3/j (17,0 Gpi^3/j) en 2005 et à 491 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2007 (figure 1).

Au Canada, presque 98 % du gaz provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et l'Alberta compte pour environ 80 % de cette production. La tranche restante pour le BSOC provient de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, dans des proportions respectives de plus ou moins 16 % et 4 %. En dépit des travaux de forage intensifs qui sont prévus, l'Office s'attend que la production de gaz naturel classique tiré du BSOC subisse une légère baisse et passe de 462 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) en 2004 à 453 Mm^3/j (16,0 Gpi^3/j) en 2007.

Alors que la production de gaz classique dans le BSOC devrait un peu régresser, le gaz naturel tiré du charbon (GNC)[1] constitue un aspect important et en forte croissance de la production gazière. **La productibilité de GNC devrait normalement croître rapidement et passer de 8 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) en 2005 à 25 Mm^3/j (0,9 Gpi^3/j) en 2007.** Si cette augmentation se matérialise, elle devrait neutraliser les reculs attendus de la production de gaz classique et permettre, dans l'ensemble, une petite augmentation globale au plan de la productibilité.

Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES) est devenue un élément vital à l'échelle régionale, répondant aux besoins des consommateurs des Maritimes et ouvrant certains marchés du Nord-Est des É.-U. à l'exportation. Il est prévu que la productibilité de gaz naturel du PÉES se maintienne aux alentours de 10 ou 11 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j) en 2005 et 2006 avant de remonter brièvement, en 2007, jusqu'à un sommet de 13 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j), qui avait déjà été atteint en début de production, en raison de la mise en place d'installations de compression.

Malgré les apports de la Nouvelle-Écosse et du GNC, la production de gaz naturel classique provenant du BSOC continuera pendant nombre d'années à représenter la plus grande partie de la production gazière au Canada. Toutefois, compte tenu de l'exploration intensive du BSOC, à l'échelle de tout le bassin, la production des puits existants diminue d'environ 20 % par année. Par conséquent, de nouveaux puits de gaz ont été essentiels et continuent de l'être afin que la productibilité canadienne demeure aux niveaux stables connus depuis plusieurs années. La tendance d'une productivité initiale en baisse, d'une année à la suivante, pour les nouveaux puits de gaz dans le BSOC se maintient. Cela signifie que les travaux de forage doivent prendre de l'ampleur chaque année afin que la productibilité des nouveaux puits soit en mesure de contrer la diminution de celle des puits existants. On pense que les travaux de forage visant à tirer du gaz classique du BSOC en 2007 compteront 13 % de jours de forage de plus que ce n'était le cas en 2004. C'est ainsi que le nombre de puits ciblant du gaz, qui était de 16 300 en 2005, devrait atteindre 16 850 en 2007.

En plus de tous les travaux de forage ciblant du gaz classique, ceux orientés vers le GNC devraient poursuivre leur croissance accélérée pendant la période à l'étude, de sorte qu'en termes de jours de forage, on s'attend que leur nombre en 2007 soit trois fois celui atteint en 2004. Cette forte poussée au chapitre de la mise en valeur du GNC devrait faire en sorte que le nombre de puits ciblant du GNC passe de quelque 3 400 en 2005 à 5 400 en 2007, ce qui aura comme effet de faire grimper en flèche la productibilité du GNC pendant la période.

On prévoit que les prix du gaz naturel canadien continueront de se situer à des niveaux qui suffiront à produire les flux de trésorerie voulus pour financer les travaux envisagés. Plusieurs facteurs font obstacle à la capacité de réinvestir ces revenus de façon productive dans le but d'accroître la

1 Également connu sous le nom de méthane des gisements houillers ou MGH.

productibilité de gaz canadien, notamment, la taille et la productivité du parc d'appareils de forage au Canada, la disponibilité de personnel pour les faire fonctionner et faire progresser les projets, ainsi que le temps et les efforts requis en vue d'en arriver à mieux comprendre de nouveaux types de ressources. **L'Office est d'avis que la taille, la capacité et la productivité du parc d'appareils de forage au Canada sont les éléments qui seront déterminants quant au nombre de puits de gaz qui seront complétés et aussi quant à la production totale de gaz pendant la période de projection.**

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, le Canada est une importante source d'approvisionnement en gaz naturel et représentait presque le quart de la production combinée Canada–É.-U. en 2004. En raison même de cette proportion considérable de l'offre du continent nord-américain en gaz naturel, il existe un intérêt marqué au niveau des perspectives de la production gazière au Canada pour les quelques prochaines années. Le principal objectif de ce rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2007.

Au cours de la période dont traite le présent rapport, la production de gaz au Canada proviendra du BSOC et de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. La productibilité de ces deux régions est étudiée dans le rapport. Puisque le GNC dans le BSOC est en évolution rapide et occupe une place toujours plus grande dans le contexte de la productibilité, le rapport présente une analyse distincte de toute cette question. L'évaluation présentée ici comprend également un examen détaillé du parc d'appareils de forage au Canada afin de permettre une estimation des niveaux d'activité futurs en fonction de la capacité.

Le chapitre 2 fournit des renseignements généraux portant sur l'offre au Canada, en plus de traiter des questions actuelles et émergentes. Il comprend une description de la situation géographique et de la nature de l'approvisionnement dans chaque région. Sont aussi présentées les tendances récentes à l'égard de la production régionale.

Le chapitre 3 décrit la démarche ayant servi pour les calculs estimatifs de la productibilité de gaz canadien. La durée de vie utile de chaque puits de gaz est caractérisée par une diminution de la production, le taux de production initial allant régressant alors que les ressources du puits s'amenuisent. Cette démarche comprend l'analyse de la diminution tendancielle de la production, selon la zone d'étude, en vue de l'évaluation de la productibilité future fondée sur les puits existants. De plus, le chapitre décrit la façon dont les caractéristiques de production des puits raccordés le plus récemment servent à faire les calculs estimatifs de la productivité initiale et à établir les taux de diminution pour les raccordements de puits de gaz futurs (un puits complété qui produit du gaz ou du pétrole constitue un raccordement). Ce chapitre comprend aussi une analyse de la capacité de forage dans le BSOC, à l'origine des projections effectuées quant au nombre de raccordements futurs pour le gaz.

Le chapitre 4 soumet les résultats des analyses de productibilité régionale, y compris les caractéristiques de production estimées pour les puits de gaz actuellement en production et futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz envisagé pour la période de projection.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 5. Quant aux observations et aux enjeux propres à l'évaluation, ils sont présentés au chapitre 6.

CONTEXTE

Depuis toujours, le BSOC a constitué la principale source de production gazière au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne totale. La zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et c'est de là que provient presque tout le reste du gaz au pays[2]. La figure 2.1 illustre l'emplacement des régions productrices de gaz. Suivent une description des principales caractéristiques des régions et un résumé de la production récente, au même titre qu'une description des questions d'actualité et en émergence.

2.1 BSOC – Offre de gaz classique

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la Colombie-Britannique (C.-B.) et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % de toute la production provient de l'Alberta. Les pourcentages pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan se situent, respectivement,

Zones de production gazière au Canada

2 Un peu de gaz est aussi produit dans d'autres régions du pays, notamment dans le sud de l'Ontario et au Nouveau-Brunswick. L'évaluation présentée n'en tiendra pas compte.

aux alentours de 16 % et 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est nul à l'heure actuelle.

Comme les caractéristiques physiques du BSOC et ses caractéristiques de production varient énormément d'une région à une autre, il convient de diviser le bassin en zones de moindre superficie mais similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été subdivisé en 14 régions géographiques (les « zones d'étude »), dont les caractéristiques de production sont semblables et qui sont exposées à la figure 2.2.

La production gazière historique dans le BSOC, selon l'année de raccordement, est illustrée à la figure 2.3. Depuis deux ans, la production de gaz classique dans le BSOC est stable et se situe autour de 460 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par une productivité initiale moindre des nouveaux puits et dans certains cas par des taux de diminution plus marqués. En outre, le rôle essentiel des nouveaux forages se précise car environ la moitié de la production actuelle provient de puits forés depuis cinq ans ou moins. L'intensité des travaux de forage est en partie le fruit de prix à la hausse qui assurent la rentabilité de puits de faible productivité.

Les prix plus élevés ouvrent également la voie à de nouveaux types de ressources comme le GNC (décrit plus loin) et le gaz de réservoirs « plus étanches » des gisements de faible perméabilité. Dans la présente EMF, on parle toujours de gaz classique quand on traite des réservoirs plus étanches, compte tenu d'une mise en valeur qui en est à ses débuts et de lignes de démarcation confuses entre les deux catégories.

Zones d'étude dans le BSOC

aux alentours de 16 % et 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est nul à l'heure actuelle.

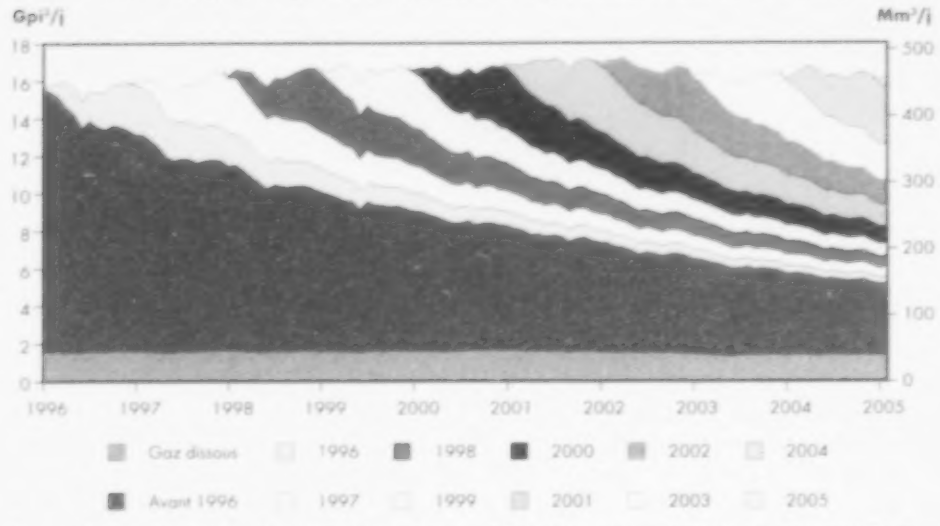
Comme les caractéristiques physiques du BSOC et ses caractéristiques de production varient énormément d'une région à une autre, il convient de diviser le bassin en zones de moindre superficie mais similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été subdivisé en 14 régions géographiques (les « zones d'étude »), dont les caractéristiques de production sont semblables et qui sont exposées à la figure 2.2.

La production gazière historique dans le BSOC, selon l'année de raccordement, est illustrée à la figure 2.3. Depuis deux ans, la production de gaz classique dans le BSOC est stable et se situe autour de 460 Mm³/j (16,3 Gpi³/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par une productivité initiale moindre des nouveaux puits et dans certains cas par des taux de diminution plus marqués. En outre, le rôle essentiel des nouveaux forages se précise car environ la moitié de la production actuelle provient de puits forés depuis cinq ans ou moins. L'intensité des travaux de forage est en partie le fruit de prix à la hausse qui assurent la rentabilité de puits de faible productivité.

Les prix plus élevés ouvrent également la voie à de nouveaux types de ressources comme le GNC (décrit plus loin) et le gaz de réservoirs « plus étanches » des gisements de faible perméabilité. Dans la présente EMF, on parle toujours de gaz classique quand on traite des réservoirs plus étanches, compte tenu d'une mise en valeur qui en est à ses débuts et de lignes de démarcation confuses entre les deux catégories.

Zones d'étude dans le BSOC

Production historique de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : Registres GeoScout sur la production des puits après application des calculs estimatifs de contraction par l'Office

2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

Le gaz naturel tiré du charbon est devenu une nouvelle source d'approvisionnement de premier plan au Canada. Il existe des gisements houillers renfermant du gaz naturel dans de nombreuses régions un peu partout au pays, mais la mise en valeur de cette ressource en est encore à ses premiers balbutiements. C'est en Alberta qu'on remarque la plus grande effervescence à l'égard du GNC. C'est d'ailleurs là qu'on retrouve surtout cette ressource et où la mise en valeur du GNC bénéficie de la présence d'une importante infrastructure déjà en place. La production commerciale du GNC est en cours dans certaines régions albertaines alors qu'on en est toujours à l'étape expérimentale ailleurs dans la province et en C.-B.

Les deux grandes zones géologiques abritant du GNC sont les gisements houillers de Mannville et la formation de Horseshoe Canyon. La carte à l'annexe C.2 illustre la portée géographique approximative de ces deux zones de même que l'emplacement des raccordements pour le GNC qui existaient à la fin de mars 2005. À l'heure actuelle, la production de GNC est tirée presque exclusivement du charbon de Horseshoe Canyon dans le centre-sud de l'Alberta. Ces gisements renferment des concentrations relativement faibles de gaz naturel, mais ils sont assez peu profonds, en plus d'être secs et plus perméables que les autres.

Les possibilités semblent plus intéressantes pour ce qui est des ressources se trouvant dans les gisements houillers plus profonds de Mannville. Le premier projet commercial de GNC dans la zone canadienne de la formation de Mannville a été annoncé au milieu de 2005. Cependant, la nature variable de cette ressource signifie que la rentabilité reste à établir au-delà du projet initial et la mise en valeur est encore surtout expérimentale.

Le gaz naturel y est plus concentré, mais sa mise en valeur coûtera davantage du fait qu'il se situe à des profondeurs plus grandes et qu'il renferme des quantités supérieures d'eau saline qu'il faut retirer, puis injecter dans des formations encore plus profondes, avant l'entrée en production. Les coûts de manutention de l'eau pouvant constituer un facteur de poids, on envisage la possibilité d'abaisser les redevances en conséquence afin que cette ressource puisse occuper une plus grande place.

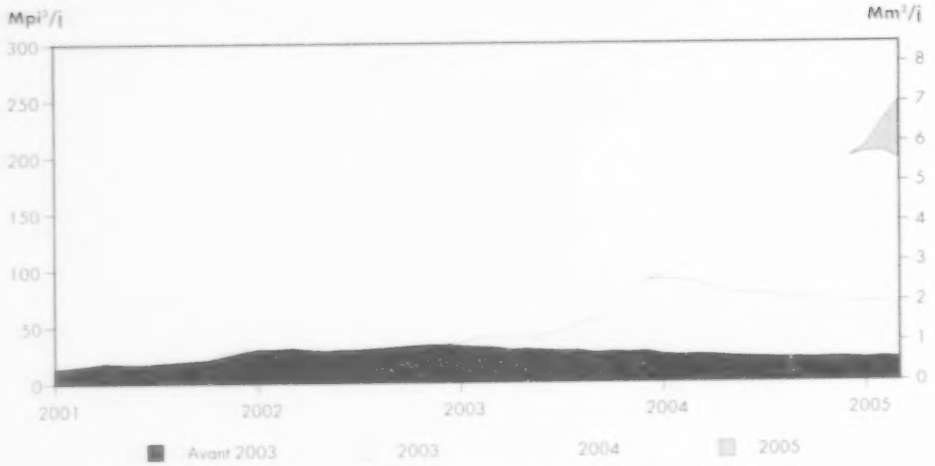
La figure 2.4 montre bien la croissance phénoménale de la production de GNC[3] depuis l'été de 2003. Dans cet intervalle, la production en question est passée de moins de 1,4 Mm^3/j (50 Mpi^3/j) à environ 7 Mm^3/j (250 Mpi^3/j). Il est à remarquer que la production tirée des puits de GNC pourrait également comprendre certains volumes de gaz classique, car le charbon s'intercale souvent entre les gisements de ce gaz.

Le charbon de Horseshoe Canyon se retrouvant souvent en multiples couches minces, sa mise en valeur pourrait bien devenir plus rentable grâce à une production simultanée à partir de tous ces filons mélangés. Pour qu'un tel mélange soit viable, il faut qu'il permette une amélioration de la rentabilité et de la productibilité sans pour autant mettre en pér[illegible] la récupération de l'ensemble des ressources. Des analyses des incidences de cette façon de procéder sont en cours, une notamment de l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), alors que divers tests sont aussi effectués par l'industrie.

Puisqu'il existe la possibilité de mettre en valeur du GNC autrement qu'à partir du charbon sec de Horseshoe Canyon, l'étude des pratiques et des marches à suivre visant à repérer et à continuer de protéger les nappes aquifères et les sources d'approvisionnement en eau est de la plus haute importance. La province de l'Alberta travaille actuellement à l'élaboration de recommandations dans ce domaine dans le contexte de sa participation au comité consultatif multipartite (CCM) sur le MGH/GNC[4].

Le CCM albertain envisage en outre d'élaborer des pratiques et des marches à suivre portant sur le bruit, d'autres visant à aider au chapitre des activités de communication et de notification, puis certaines encore pour favoriser l'apport des propriétaires fonciers, réduire au minimum les perturbations sur la faune et protéger les zones sensibles au plan de l'environnement.

Production historique de GNC en Alberta selon l'année de raccordement



Source : Données de production de GeoScout sur les puits que l'Office considère comme des puits de GNC

3 Dans la présente EME, la production de GNC est calculée comme étant la production des puits de GNC, repérés au moyen du processus décrit à l'annexe C.1.

4 *Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Preliminary Findings*, juillet 2005, www.energy.gov.ab.ca/245.asp

2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

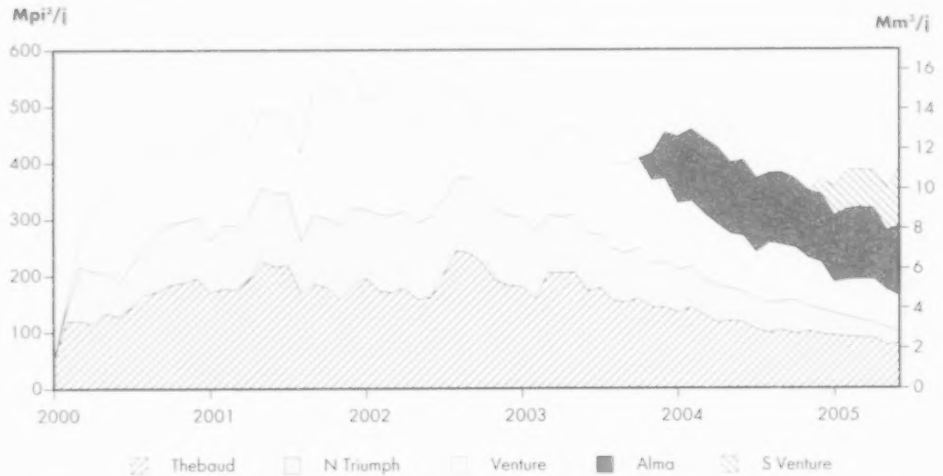
Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est devenue un élément vital à l'échelle régionale, permettant pour la première fois aux consommateurs des Maritimes d'avoir recours au gaz naturel. Par ailleurs, cette source d'approvisionnement a été à l'origine d'exportations de taille dans le Nord-Est des É.-U. La production provient du PÉES. Ce projet est entré en production à la fin de 1999 et représente actuellement environ 2 % de la productibilité de gaz naturel au Canada, avec presque 11 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j).

Comme on peut le constater à la figure 2.5, les trois champs d'origine du PÉES (Thebaud, North Triumph et Venture) ont présenté des diminutions de production naturelles de 33 % à 50 % depuis le début de 2004. Le raccordement d'un quatrième champ, soit celui d'Alma, à la fin de 2003, a permis d'ajouter 3,7 Mm^3/j (0,13 Gpi^3/j) à la production, sans grande diminution jusqu'à maintenant. Un cinquième champ, celui de South Venture, est entré en production en décembre 2004 et a neutralisé les diminutions de production constantes des trois champs d'origine, ce qui a permis de maintenir la production totale du projet à l'intérieur de la fourchette de 10 à 11 Mm^3/j (de 0,35 à 0,40 Gpi^3/j) pendant le premier semestre de 2005.

Les coûts plus élevés associés aux activités extracôtières signifient qu'en général, au moment des comparaisons avec des projets sur la terre ferme, un nombre relativement faible de puits produisent à des taux assez hauts. Ceci pourrait très bien faire varier davantage la productibilité puisque la production totale peut être grandement touchée par le bon ou le mauvais rendement d'un petit nombre de puits. Étant donné qu'il n'existe qu'un seul projet extracôtier dans la région des Maritimes, la productibilité régionale a elle aussi connu des écarts importants. Cette situation devrait normalement demeurer lourde de conséquences pour les participants au marché alors que la productibilité continuera de varier en raison de diminutions de production naturelles des divers champs et d'une compression accrue de tous ces champs pendant la période visée.

FIGURE 2.5

Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



Source : Office Canada - Nouvelle Écosse des hydrocarbures extracôtiers (après application d'un facteur de 0,96 pour la conversion du gaz brut en gaz commercialisable)

À ce jour, aucune décision n'a été prise au sujet de la mise en valeur éventuelle de la découverte de Deep Panuke. Il se pourrait en outre qu'une telle décision ne soit prise qu'après des forages de délimitation supplémentaires prévus pour 2006. En tenant compte d'une période de trois ou quatre ans entre le moment où la décision est prise et celui de l'entrée en production, la productibilité de tout projet de mise en valeur ultérieur de Deep Panuke n'entre pas dans la période visée par la présente EME. L'accès à l'infrastructure de transport pourrait constituer un élément majeur à prendre en compte dans le contexte du projet de Deep Panuke si la mise en valeur du gaz naturel liquéfié (GNL) dans la région devait signifier le recours à la capacité pipelinière existante et proposée.

Il n'y a pas de travaux de forage d'exploration pour le gaz qui sont prévus à l'heure actuelle dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse pour 2005. Certains travaux de ce type pourraient être entrepris en 2006 et en 2007, mais pour le moment, l'industrie s'intéresse surtout à la mise en valeur du pétrole dans le bassin Orphan, au large de Terre-Neuve. Même si les projets pétroliers existants dans le bassin Orphan (Hibernia, Terra Nova et White Rose) renferment d'importants volumes de gaz associé, on prévoit que ce gaz continuera de servir au maintien de la pression au moins jusqu'aux alentours de 2010.

2.4 GNL

L'étude de projets en vue de la construction d'un terminal méthanier au Canada suit son cours. Deux de ces projets dans les Maritimes ont obtenu l'approbation réglementaire requise et les travaux se poursuivent en vue d'en arriver à un engagement ferme d'aller de l'avant. Dans un cas comme dans l'autre, l'entrée en exploitation n'aura pas lieu avant 2008.

En dehors des Maritimes, des projets de GNL sont aussi à l'étude au Québec et en C.-B.

MÉTHODOLOGIE

La productibilité de gaz naturel au Canada pendant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et la production de GNC en Alberta, qui prend rapidement de l'ampleur. Dans cette ÉMÉ, ce sont les tendances au niveau des caractéristiques de la production moyenne qui servent à établir la productibilité de gaz naturel classique dans le BSOC. L'estimation de la productibilité de GNC diffère du fait que sa production remonte à peu de temps. Afin d'obtenir une évaluation du rendement en la matière, en plus d'analyser les données de production existantes, l'Office a consulté des représentants de l'industrie de manière à connaître leurs points de vue quant à des profils de production possibles. La démarche est différente pour la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, où les données historiques de production proviennent d'un nombre restreint de puits à l'intérieur de champs clairement délimités. Les calculs estimatifs sur la productibilité de gaz se concentrent donc spécifiquement sur le PÉES, d'où provient presque tout le gaz produit dans la région.

3.1 BSOC – Offre de gaz classique

La méthode utilisée dans la présente ÉMÉ pour calculer la productibilité de gaz classique du BSOC peut se résumer comme suit :

Productibilité future = [productibilité future des raccordements existants pour le gaz] +
[productibilité des raccordements futurs pour le gaz] +
[productibilité du gaz dissous]

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone d'étude précisée au chapitre 2 en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme dans le BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les « raccordements existants pour le gaz » regroupent les puits qui sont entrés en production avant le 1er janvier 2005 tandis que les « raccordements futurs pour le gaz » regroupent ceux qui ont été mis en service à compter de cette date.

Afin d'estimer la **productibilité future des raccordements existants pour le gaz** dans chaque zone d'étude, on a regroupé les raccordements en question selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production afin d'établir les paramètres de définition de la productibilité future de ce groupe.

Afin d'estimer la **productibilité des raccordements futurs pour le gaz**, une analyse de la diminution de la production a été menée à partir des données sur le « raccordement moyen pour le gaz » dans chaque zone d'étude[5]. L'analyse des raccordements moyens pour le gaz est fort semblable

5 Les calculs estimatifs visant à définir le raccordement de puits de gaz moyen prévoient la normalisation des données historiques fondée sur le nombre de mois depuis l'entrée en production.

à celle exécutée pour les raccordements existants, sauf que l'accent est mis sur la définition des caractéristiques aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes. Les tendances observées dans les données historiques ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre envisagé de raccordements futurs pour le gaz est estimé et appliqué à la productivité prévue du raccordement type des années à venir afin d'obtenir la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité de gaz dissous** se rapporte au gaz naturel produit conjointement avec du pétrole. Les valeurs relatives à la production antérieure de gaz naturel ont été additionnées à l'égard de tous les raccordements pour le pétrole dans chaque zone d'étude et une analyse de la diminution de la production a été exécutée afin d'obtenir les paramètres qui définissent la productibilité en gaz dissous.

Dans la présente ÉMÉ, chaque raccordement appartient à l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- raccordement pour le gaz (gaz classique seulement);
- raccordement pour le GNC;
- raccordement pour le pétrole;
- raccordement pour les sables bitumineux.

Les raccordements ont été regroupés en fonction des catégories gaz et GNC ou pétrole et sables bitumineux, selon leur production cumulative. D'autres critères ont par la suite servi à isoler les raccordements pour le GNC et ceux pour les sables bitumineux afin d'en arriver aux quatre types précisés plus haut. Cette analyse fait donc la distinction entre les raccordements pour le gaz et ceux pour le GNC.

Le degré de certitude associé aux diverses composantes de cette projection de la productibilité et l'effort d'analyse déployé dans ce contexte peuvent se résumer comme suit :

Degré de certitude	Effort d'analyse requis	Composante de la productibilité
Plus élevé ↓	Inférieur ↑	Raccordements existants pour le gaz et gaz dissous
		Raccordements existants pour le GNC
		Raccordements futurs pour le gaz
Moins élevé	Supérieur	Raccordements futurs pour le GNC

Dans la présente évaluation, la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous est à l'origine du degré de certitude le plus élevé tout en exigeant un effort d'analyse inférieur du fait que l'analyse en question se fonde sur l'extrapolation des antécédents de production des puits existants. Un degré de certitude moindre est inhérent à la projection de la productibilité des raccordements futurs pour le gaz du fait qu'il faut estimer l'ampleur des travaux de forage à venir et le rendement des raccordements envisagés. Compte tenu de l'importance des raccordements futurs pour le gaz dans le contexte de la productibilité pendant la période de projection, un effort plus grand a été déployé en vue de l'évaluation des paramètres propres à ces mêmes raccordements futurs comparativement aux raccordements existants.

Le degré de certitude des projections de la productibilité du GNC (tant pour les raccordements existants que pour les raccordements futurs) est moins élevé que pour les regroupements de gaz classique correspondants, parce que les antécédents de production sont limités pour le GNC. Cependant, les antécédents connus suffisent à établir la productivité initiale et le premier taux de

diminution à l'égard du raccordement moyen pour le GNC, qui sont les paramètres essentiels utilisés afin de connaître la productibilité des raccordements futurs pour le GNC pendant la période de projection.

3.1.1 *Raccordements existants pour le gaz classique*

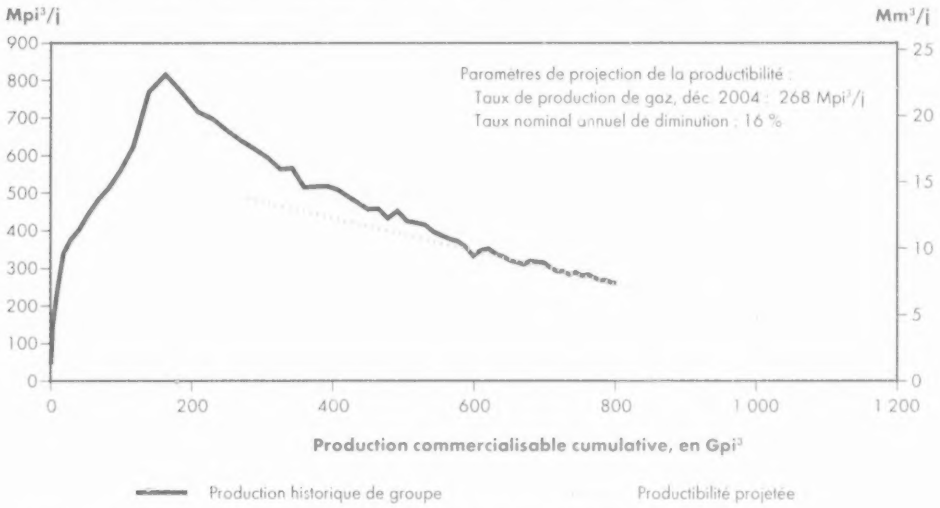
À l'intérieur de chacune des zones d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception du sud-est de la Saskatchewan où seul du gaz dissous est produit), on a regroupé les raccordements existants pour le gaz selon l'année où ils ont été effectués, puis on a analysé la diminution de la production dans chaque groupe.

Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production du groupe par rapport à la production cumulative afin d'obtenir les paramètres suivants :

- productibilité du groupe en décembre 2004;
- taux anticipés de diminution (courbe exponentielle).

On peut appliquer les paramètres ci-dessus afin d'estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements existants pour le gaz. La figure 3.1 montre le graphique obtenu dans le cas de la zone frontale des piémonts de l'Alberta, pour l'année de raccordement 2000, comme exemple de la méthode utilisée afin d'établir les paramètres de rendement du groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est calculé en fonction de la pente des données de production historique sur le graphique illustrant le taux de production du groupe par rapport à la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de diminution.

Exemple de graphique de diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

3.1.2 *Raccordements futurs pour le gaz classique*

La productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique devrait représenter une composante importante de la productibilité de gaz pendant la période de projection. Afin d'obtenir la productibilité estimative en provenance de cette source, il faut d'abord estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz et les caractéristiques de production moyenne de ces raccordements. Dans cette section est décrite l'évaluation des caractéristiques de rendement de la production du raccordement futur moyen pour le gaz, puis on y décrit la méthodologie employée pour établir le nombre de raccordements futurs.

3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz

Afin d'évaluer la productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique dans le BSOC, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données sur le « raccordement moyen pour le gaz » dans chaque zone d'étude.

L'analyse de la diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz dans chaque zone d'étude semble indiquer une régression rapide pendant la période initiale, qui dure habituellement environ 17 mois et qui est suivie d'une période caractérisée par un taux de diminution beaucoup plus faible. L'analyse de la diminution de la production illustre ce comportement en présentant :

- le taux de production initial;
- le premier taux de diminution;
- le nombre de mois avant le second taux de diminution;
- le second taux de diminution.

La figure 3.2 donne un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones d'étude et pour toutes les années de raccordement de 1996 à 2004. La figure 3.2 porte sur l'analyse de la zone frontale des piémonts de l'Alberta à l'égard des raccordements pour le gaz mis en production en 2000.

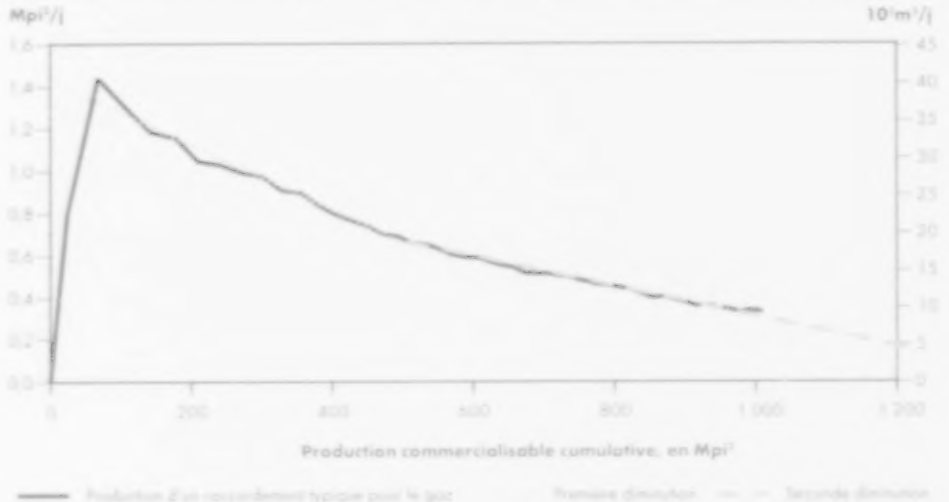
L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements moyens pour le gaz au cours des années antérieures. Les tendances qui ressortent clairement au niveau du rendement des puits dans les années passées ont été cernées afin d'obtenir des paramètres qui pourraient être appliqués aux raccordements futurs. L'évaluation des paramètres de rendement des années antérieures permet de constater qu'en général, le premier taux de diminution, le second taux de diminution et le nombre de mois les séparant ont été assez constants à l'intérieur de chaque zone d'étude, de sorte qu'il est raisonnable d'appliquer ces paramètres historiques aux raccordements futurs pour le gaz dans chacune de ces zones. Cependant, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz décroît habituellement d'une année à la suivante. L'examen du rendement du raccordement moyen pour le gaz dans l'ensemble du BSOC depuis quelques années permet de mettre ces tendances en évidence (figure 3.3).

Des graphiques illustrant le rendement du raccordement moyen pour le gaz au cours des dernières années et celui prévu pour chaque zone d'étude sont présentés à l'annexe B.4.

Afin d'établir la productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz à l'avenir, l'Office a étudié la tendance affichée par les productivités initiales au fil des ans dans chaque zone et les valeurs prévues

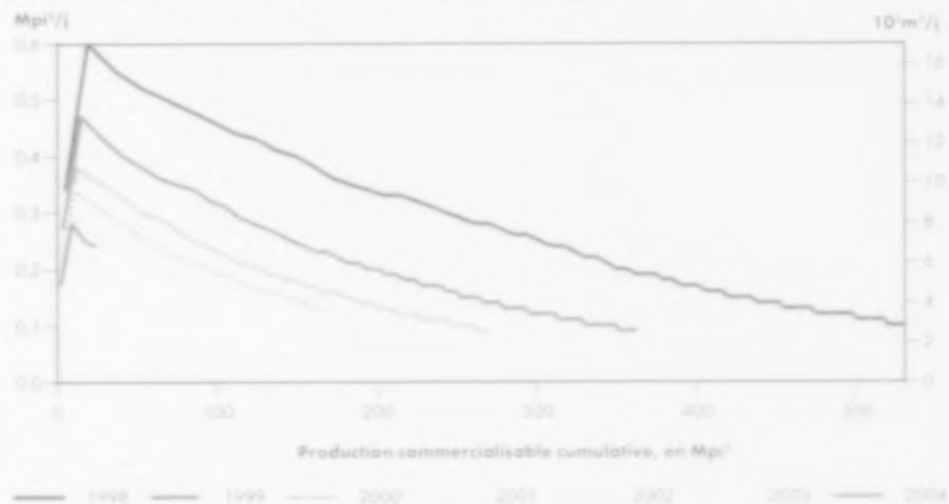
pour les années postérieures qui correspondaient à la tendance historique. La figure 3.4 illustre la méthode employée par l'Office afin d'en arriver à la productivité initiale des raccordements pour le gaz en 2005, 2006 et 2007.

Exemple de graphique de diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)



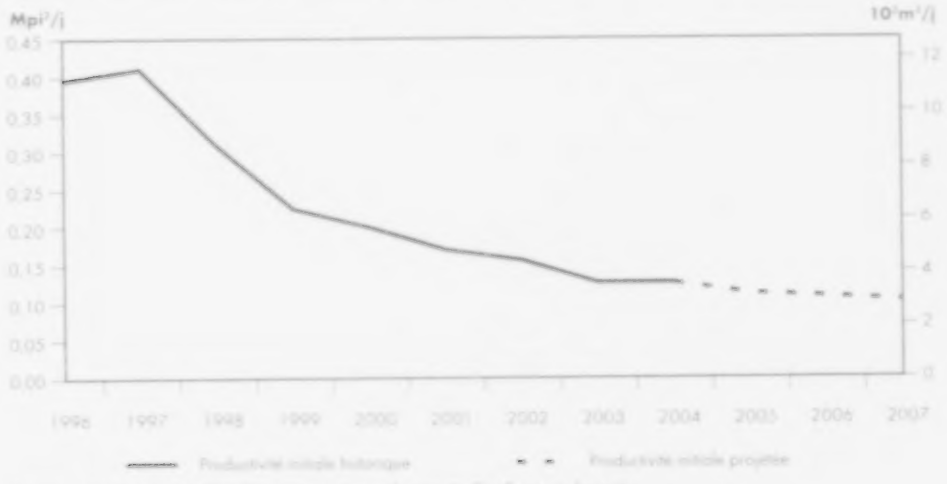
Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

BSOC – Rendement du raccordement moyen pour le gaz



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

La première étape afin d'obtenir le nombre de raccordements futurs pour le gaz consiste à estimer le niveau d'activité de forage de puits de gaz pendant la période de projection. Ce nombre est estimé en fonction du nombre projeté de puits ciblant du gaz. Dans la présente EME, le nombre de puits futurs ciblant du gaz est calculé pour chaque zone d'étude en se fondant sur la formule suivante :

[nombre moyen d'appareils de forage dans le parc du BSOC pour l'année (par catégorie) * 365]
* [facteurs d'affectation des jours de disponibilité dans la zone d'étude (par catégorie)]
* [facteurs d'utilisation des appareils de forage (par catégorie et zone d'étude)]
* [fractions des ressources ciblées (par catégorie et zone d'étude)]
/ [jours de forage par puits (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)]
=> nombre de puits forés pendant l'année (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)

La démarche présentée ci-dessus permet de calculer le niveau d'activité de forage de puits ciblant du gaz en fonction de la capacité de forage, de l'utilisation des appareils et des fractions établies pour le gaz dans le BSOC. Compte tenu des conditions commerciales qui devraient normalement prévaloir tout au long de la période de projection, il est prévu que les appareils de forage dans le BSOC seront utilisés presque au maximum. L'analyse de la capacité de forage pendant la période de projection devrait être à l'origine d'une estimation raisonnable de l'ampleur des travaux de forage ciblant du gaz pendant cette période.

La présente EME incorpore une analyse détaillée du parc d'appareils de forage du Canada afin de permettre l'évaluation de la capacité de forage. Le rapport hebdomadaire *Rig Locator* produit par le Nickle's Energy Group (le rapport *Rig Locator*) a constitué la principale source de données pour la présente analyse.

Il a d'abord fallu chercher à établir la partie du parc d'appareils de forage du Canada qui devrait se retrouver dans des zones du BSOC où du gaz est produit. On en parle dans la présente EME comme du parc d'appareils de forage du BSOC. L'annexe A.1 illustre la répartition du parc d'appareils de

forage du Canada entre cinq zones géographiques bien précises où ces appareils passent le plus clair de leur temps. La majeure partie des appareils de forage au Canada (96 %) se retrouvent dans le BSOC.

Le parc d'appareils de forage du BSOC a d'abord été divisé en trois catégories, en fonction de la profondeur que ces appareils peuvent atteindre.

Catégorie	Profondeur atteignable (en m)
Faible	≤ 1 850 m
Moyenne	> 1 850 m et ≤ 3 050 m
Grande	> 3 050 m

Le nombre d'appareils de forage selon la catégorie dans le parc du BSOC pendant la période de projection a été estimé en tenant compte de l'information recueillie auprès d'organisations du secteur du forage quant à la construction de nouveaux appareils et aux tendances enregistrées à l'égard de la croissance pour chaque catégorie au cours des cinq dernières années. L'annexe A.2 présente en détail les chiffres historiques et projetés du nombre d'appareils de forage dans le BSOC pour chacune des catégories précitées.

Après avoir projeté le nombre d'appareils de forage pour chacune des trois catégories, ce nombre a été réparti entre les diverses zones d'étude dans le BSOC. À l'égard de chacune des catégories d'appareils il existe un nombre total de **jours de disponibilité** pour chaque année de la période de projection (égal au nombre moyen d'appareils au cours de l'année multiplié par 365). Les jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils dans chacune des zones d'étude sont en relation avec les tendances historiques observées par l'ONÉ quant à l'emplacement de ces appareils. Certaines tendances historiques s'appliquent à un niveau plus général. Dans le cas de telles tendances, les nombres historiques de jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude ont été regroupés en trois grandes régions géographiques – Nord, Sud et Ouest. Ces régions sont définies ci-après.

Région géographique	Zones d'étude formant les grandes régions géographiques
Nord	AB – Nord-est, AB – Nord-ouest, BC – Fort St. John et BC – Fort Nelson
Sud	AB – Centre, AB – Centre-est, AB – Sud-est, SK – Centre et SK – Sud-ouest
Ouest	AB – Piémont, AB – Zone frontale des piémonts et BC – Piémonts

Les tendances observées selon les grandes régions géographiques sont illustrées dans les tableaux de l'annexe A.3.a. Une fois regroupées avec celles qui s'appliquent à chacune des zones d'étude, elles permettent d'obtenir le nombre de jours de disponibilité, chaque année de la période de projection, pour chacune des catégories d'appareils et zones d'étude (voir les tableaux de l'annexe A.3.b).

Les données historiques portant sur l'utilisation des appareils de forage dans chacune des zones d'étude ont été étudiées de manière à obtenir une base d'estimation du degré d'utilisation de ces appareils pendant la période allant de 2005 à 2007. Le rapport *Rig Locator* a permis de connaître le nombre de jours de forage pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude au cours des cinq dernières années. L'analyse des données sur les puits produites par GeoScout a procuré le nombre de **jours de forage** associé aux différentes catégories d'appareils selon la zone d'étude. Pour la période de 2000 à 2004, l'utilisation des appareils a été calculée pour chaque catégorie d'appareils et chaque zone d'étude en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. Les niveaux d'utilisation pendant la période de 2005 à 2007 (pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude) ont été projetés à partir des données historiques. L'annexe A.4 contient des tableaux sur les facteurs d'utilisation historiques et projetés des appareils de forage pour chaque

catégorie d'appareils et chaque zone d'étude. En appliquant les niveaux d'utilisation des appareils aux projections correspondantes quant au nombre de jours de disponibilité, on obtient le nombre de jours de forage projetés pour la période de 2005 à 2007.

Un examen plus poussé des données historiques de forage produites par GeoScout a permis d'avoir une meilleure idée des ressources spécifiquement ciblées par les travaux de forage menés entre 2000 et 2004. Dans le BSOC, ces travaux visent surtout les ressources suivantes (les « ressources ciblées ») : le gaz classique, le GNC, le pétrole classique et les sables bitumineux. Les jours de forage qui, selon l'ONE, sont associés à chacune des ressources ciblées ont été calculés pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude. En tenant compte de l'affectation historique des jours de forage aux diverses ressources ciblées et en se fondant sur la perception de l'Office quant aux niveaux d'exploitation futurs de ces mêmes ressources, des facteurs d'affectation pour chacune d'entre elles ont été projetés, par catégorie d'appareils et zone d'étude (annexe A.5). L'Office a notamment fondé son opinion, au sujet des niveaux d'exploitation des ressources ciblées, sur les résultats de consultations auprès de l'industrie, en particulier en ce qui touchait les travaux de forage ciblant du GNC. En appliquant les facteurs d'affectation aux ressources ciblées, on obtient le nombre de jours de forage auxquels il est possible de s'attendre, pour le gaz et le GNC, par catégorie d'appareils et zone d'étude. Cette évaluation de l'ampleur des travaux de forage donne une projection des forages ciblant du GNC et des forages ciblant du gaz.

Afin d'établir le nombre de puits ciblant du gaz et le nombre de ceux ciblant du GNC auxquels on peut s'attendre pendant la période de projection, on a calculé le nombre de jours de forage par puits. Pour la période de 2000 à 2004, ce nombre a été obtenu pour chaque catégorie d'appareils, zone d'étude et ressource ciblée. Le nombre de jours de forage des cinq dernières années a servi à projeter le nombre de jours de forage par puits de 2005 à 2007 (voir le détail à l'annexe A.6). En divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de forage par puits, on obtient le nombre de puits qui pourront être forés.

Les niveaux de forage ciblant du gaz et du GNC établis en respectant la marche à suivre susmentionnée mènent à l'obtention du nombre de jours de forage et du nombre de puits illustrés à l'annexe A.7. Il est utile d'examiner les niveaux de forage sous l'angle du nombre de jours de forage puisqu'il s'agit-là d'une mesure plus révélatrice en vue de la comparaison des travaux réalisés dans les diverses zones d'étude.

Le rapport entre le nombre de raccordements pour le gaz et le nombre de puits forés ciblant du gaz a été étudié pour les cinq dernières années à l'égard du gaz et du GNC. Ce rapport a été utilisé pour la période de projection. L'annexe A.8 renferme des tableaux présentant en détail le rapport entre les raccordements et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC dans chacune des zones d'étude. En se fondant sur le rapport entre le nombre de raccordements et le nombre de puits ainsi que sur le nombre de puits qu'on s'attend à forer, on a calculé, pour chaque année entre 2005 et 2007, le nombre de raccordements à envisager pour le gaz et pour le GNC.

Enfin, la fraction des raccordements selon le mois de l'année pendant la période de projection, lorsqu'elle est appliquée au nombre des raccordements sur une année, permet d'obtenir un nombre de raccordements par mois pour le gaz et pour le GNC. L'annexe A.9 illustre les fractions mensuelles des raccordements pour chaque zone d'étude.

3.1.3 *Yukon et Territoires du Nord-Ouest*

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le gaz provient des champs de Kotaneelee, des collines Cameron et du plateau de la Laird (la production gazière d'Ikhil et de Norman Wells n'est

pas raccordée au réseau pipelinier; elle a donc été exclue de cette évaluation). En raison du faible nombre de puits en production dans les territoires précités, un seul graphique de la diminution de la production a été produit pour les trois champs ci-dessus afin de définir la productibilité future des puits existants. Le degré de mise en valeur anticipée pendant la période de projection pour les champs en production ne devrait normalement pas avoir une profonde incidence sur la productibilité de la région. Par conséquent, les paramètres de rendement obtenus à partir de l'analyse de la diminution de la production ont été jugés représentatifs de la productibilité totale de la région pendant la période de projection.

3.1.4 *Gaz dissous*

Le gaz dissous compte actuellement pour quelque 8,5 % de la productibilité totale de gaz commercialisable dans le BSOC. Afin d'estimer la productibilité future de gaz dissous, une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour obtenir le taux de production actuel et le taux de diminution de la production de gaz dissous dans chaque zone d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception des piémonts de la C.-B. où il n'y a pas de gaz dissous). Comme c'est le cas avec la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz, celle pour le gaz dissous présente un degré élevé de certitude.

3.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)

Les calculs estimatifs devant mener à l'obtention de la productibilité des puits de GNC ont recours aux mêmes rapports élémentaires qui servent à évaluer la productibilité des sources d'approvisionnement de gaz classique (soit, productibilité future = productibilité des raccordements existants + productibilité des raccordements futurs).

3.2.1 *Raccordements existants pour le GNC*

Les raccordements existants pour le GNC en Alberta ont été répartis comme suit : avant 2003, en 2003 et en 2004. Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de l'ensemble en fonction de la production cumulative. À partir de ces tracés, la productibilité en décembre 2004 a été établie pour chaque groupe, en même temps que le taux anticipé de diminution (courbe exponentielle). On a tenu compte des caractéristiques de rendement prévues pour le raccordement moyen afin d'obtenir le taux de diminution. Les paramètres de chaque groupe ont servi à projeter la productibilité des raccordements existants pour le GNC.

3.2.2 *Raccordements futurs pour le GNC*

Comme dans le cas de la méthodologie servant à évaluer la productibilité à l'égard de l'offre de gaz classique, l'évaluation de la productibilité des raccordements futurs pour le GNC exige qu'on estime le nombre de raccordements et qu'on connaisse les caractéristiques de production du raccordement moyen au cours de la période de projection.

Afin d'évaluer ces caractéristiques de production, le rendement du raccordement moyen en 2003 et en 2004 dans la province de l'Alberta a été analysé. Étant donné que de tous les raccordements existants pour le GNC, une tranche d'environ 90 % est associée aux années 2003 et 2004, le rendement du raccordement moyen pour ces deux années constitue une base solide en vue de l'adoption de

paramètres de rendement du raccordement moyen pour le GNC. Des graphiques comme celui de la figure 3.2 ont été tracés à l'égard du raccordement moyen pour le GNC en Alberta en 2003 et en 2004. Cette analyse a permis d'estimer la productivité initiale et le premier taux de diminution du raccordement moyen pour le GNC. Toutefois, compte tenu de la durée limitée sur laquelle s'étendent, pour la plupart, les données de production du GNC, la méthode utilisée n'a pas permis d'établir le second taux de diminution, pas plus que le nombre de mois le séparant du premier. Par conséquent, des renseignements supplémentaires sur le rendement observé des puits, fournis par les producteurs de GNC, ont été incorporés dans l'estimation du second taux de diminution et du nombre de mois le séparant du premier.

À l'inverse des raccordements pour le gaz classique, il n'est pas prévu que la productivité initiale du raccordement futur moyen pour le GNC diminuera d'une année à la suivante pendant la période de projection puisque cette tendance ne s'est pas encore dégagée aux premières étapes de la mise en valeur du GNC.

L'analyse des travaux de forage présentée à la section 3.1.1.2 a permis de projeter les forages futurs de puits ciblant du GNC et du gaz pour chacune des années de la période de projection. Le nombre annuel de raccordements pour le GNC a été calculé en fonction du nombre de forages de puits ciblant du GNC selon l'année. Le nombre total de raccordements pour le GNC en Alberta et les paramètres de rendement du raccordement moyen ont servi à projeter la productibilité des raccordements futurs pour le GNC de 2005 à 2007.

3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Dans le cas des puits en production au large de la Nouvelle-Écosse, une période initiale de 24 mois de production relativement constante a été suivie par un taux exponentiel de diminution annuelle de 30 %. Ce profil de production est fondé sur la moyenne des taux de diminution des trois champs en production à l'origine. Un cinquième champ (soit celui de South Venture) est entré en production au début de 2005. Un nouveau puits intercalaire a récemment été foré dans le champ existant de Venture, mais pour le moment, on ne prévoit forer aucun autre puits dans les champs en production. Il devrait normalement y avoir compression du gaz dans la zone extracôtière à compter de la fin de 2009. Les paramètres d'analyse de la compression découlent d'entretiens avec des représentants de l'industrie.

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 BSOC – Offre de gaz classique

Tel qu'avancé au chapitre 3, l'offre de gaz classique dans le BSOC compte trois composantes : les raccordements existants pour le gaz, les raccordements futurs pour le gaz et le gaz dissous. Les paramètres liés à chacune de ces composantes sont traités ci-après.

4.1.1 *Diminution de la production à partir des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous*

Une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour chaque zone d'étude et pour chaque année de raccordement, dans le cas des raccordements existants pour le gaz, ainsi que pour chaque zone d'étude dans le cas du gaz dissous. À la fin de 2004, on comptait environ 104 000 raccordements existants et en production pour le gaz dans le BSOC. À partir de l'analyse précitée, il a été possible d'établir la productibilité à la fin de 2004 de même que les taux de diminution de la production applicables à partir desquels la productibilité future des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous pouvait être calculée. Un tableau présentant tous les paramètres de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous constitue l'annexe B.1. La productibilité pouvant être envisagée à partir de ces paramètres est de 462 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) à la fin de 2004, 369 Mm^3/j (13,0 Gpi^3/j) à la fin de 2005, 310 Mm^3/j (11,0 Gpi^3/j) à la fin de 2006 et 266 Mm^3/j (9,4 Gpi^3/j) à la fin de 2007.

4.1.2 *Raccordements futurs pour le gaz*

L'analyse de la diminution de la production dont il est question à la section 4.1.1 conclut qu'en raison d'une diminution constante de la production au fil des ans pour les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous, une tranche d'environ 93 Mm^3/j (3,3 Gpi^3/j) de la productibilité devra être remplacée chaque année au moyen de nouveaux puits de gaz afin de maintenir la production dans le BSOC.

4.1.2.1 Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz

Le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre à l'égard des raccordements futurs pour le gaz est un facteur clé de l'évaluation de la productibilité future. L'analyse de la diminution de la production décrite au chapitre 3 est à la base des paramètres de rendement établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz.

De façon générale, le premier et le second taux de diminution, ainsi que le nombre de mois les séparant, qui ont été observés dans chaque zone géographique ont été assez constants au cours des dernières années de raccordement. Par conséquent, les paramètres de rendement des puits de gaz moyens ont été appliqués aux années de raccordement à venir (voir l'annexe B.2). Les zones de Fort St. John et de Fort Nelson, dans le nord-est de la C.-B., font exception à cette tendance. Des taux de diminution beaucoup plus abrupts qu'au cours des années précédentes y ont été enregistrés en 2003. Cette situation est attribuée à la mise en valeur à grande échelle, depuis deux ans, de gaz provenant de réservoirs plus étanches. De telles ressources sont habituellement caractérisées par des taux élevés de diminution initiale suivis d'un aplanissement menant par la suite à de très faibles taux de diminution.

Dans le cas de la productivité initiale des raccordements pour le gaz, la tendance varie considérablement d'une zone à l'autre (voir l'annexe B.3). En général, la productivité initiale de ces raccordements continue de décroître d'année en année, des diminutions plus faibles devenant apparentes au cours des dernières années. La figure 4.1 illustre la tendance générale de la productivité initiale des puits de gaz au fil du temps dans l'ensemble du BSOC.

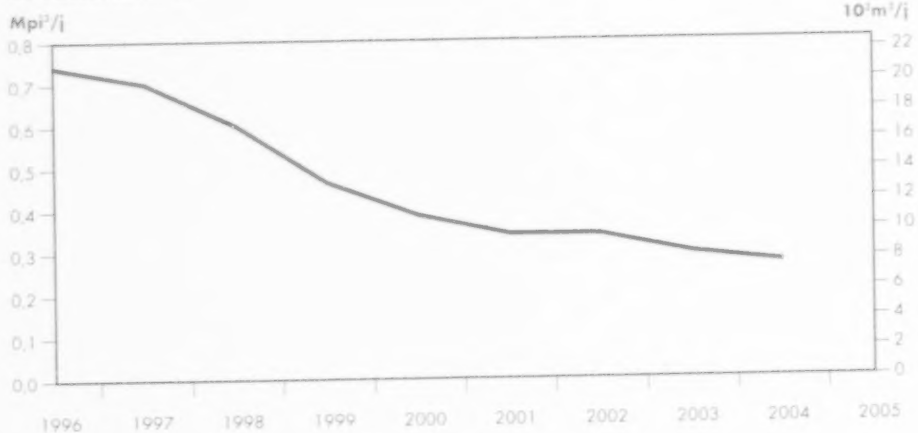
Les paramètres de rendement spécifiques établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz dans chaque zone d'étude pendant la période allant de 2005 à 2007 sont précisés au tableau 4.1.

4.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Dans le présent rapport, le nombre de raccordements futurs pour le gaz est établi en fonction du nombre de forages de puits ciblant du gaz. Ce dernier chiffre est pour sa part établi à partir de l'évaluation de la capacité de forage dans le BSOC. Tel que mentionné au chapitre 3, le nombre de forages de puits ciblant du gaz dans le BSOC dépendra de la proportion des appareils de forage au Canada affectés au parc du BSOC (annexe A.1).

Les prix élevés du gaz naturel devraient normalement entraîner la croissance du parc d'appareils de forage dans le BSOC pendant la période de projection. En s'appuyant sur les tendances historiques et après consultation de représentants de l'industrie, l'Office a effectué des projections quant à la

BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens de puits de gaz selon l'année de raccordement



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2005, 2006 et 2007

Zone	Premier taux de diminution (fraction)	Nombre de mois séparant du second taux de diminution	Second taux de diminution (fraction)	Productivité initiale					
				Raccordements pour le gaz en 2005		Raccordements pour le gaz en 2006		Raccordements pour le gaz en 2007	
				$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j
AB - Piémonts	0,40	20	0,17	43,91	1,550	42,49	1,500	41,08	1,450
AB - Z. fr. piémonts	0,49	17	0,25	17,28	0,610	16,15	0,570	15,16	0,535
AB - Sud-est	0,62	17	0,27	3,17	0,112	3,03	0,107	2,89	0,102
AB - Centre-est	0,62	20	0,28	3,97	0,140	3,54	0,125	3,40	0,120
AB - Centre	0,64	18	0,34	7,65	0,270	7,08	0,250	6,52	0,230
AB - Nord-est	0,31	24	0,21	5,24	0,185	4,82	0,170	4,53	0,160
AB - Nord-ouest	0,55	20	0,33	11,90	0,420	11,05	0,390	10,48	0,370
BC - Fort St. John	0,75	16	0,25	22,10	0,780	21,53	0,760	20,96	0,740
BC - Fort Nelson	0,70	16	0,25	32,58	1,150	31,16	1,100	29,75	1,050
BC - Piémonts	0,30	24	0,20	84,99	3,000	79,32	2,800	73,65	2,600
SK - Centre	0,60	18	0,28	6,01	0,212	5,92	0,209	5,84	0,206
SK - Sud-ouest	0,45	17	0,23	1,84	0,065	1,78	0,063	1,73	0,061

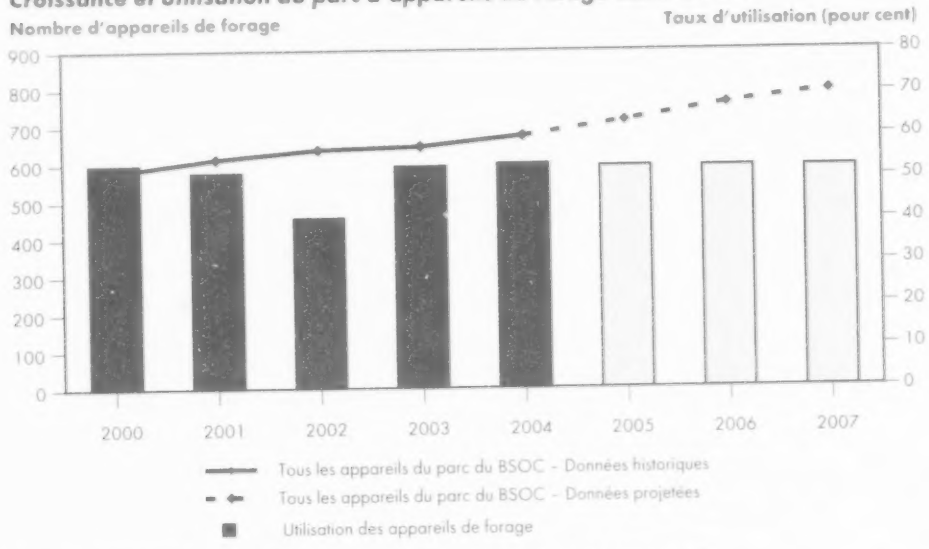
croissance du parc d'appareils de forage du BSOC pour chacune des catégories de ces appareils – faible, moyenne et grande profondeurs (annexe A.2). La répartition du parc d'appareils de forage du BSOC entre les diverses zones d'étude et les niveaux d'utilisation anticipés de ces appareils pendant la période de projection sont décrits en détail, respectivement aux annexes A.3 et A.4.

La croissance du parc d'appareils de forage du BSOC (toutes catégories confondues) ainsi que les niveaux d'utilisation projetés pour l'ensemble de ces appareils sont illustrés à la figure 4.2. Il faut savoir que le niveau d'utilisation global des appareils dans cette évaluation n'a pas dépassé environ 53 % au cours de l'une ou l'autre des cinq années précédentes, même si ces années comptent parmi les plus occupées de l'histoire au chapitre des travaux de forage. L'ONÉ est d'avis que des niveaux d'utilisation de 52 % ou 53 % pour l'ensemble des appareils de forage constituent un maximum opérationnel pour l'industrie dans le BSOC. Des entretiens avec des représentants de l'industrie ont révélé que les arrêts entraînés par le dégel du printemps, le déplacement des appareils de forage, les mauvaises conditions météorologiques et l'entretien des appareils ont un effet limitatif sur leur niveau d'utilisation global. C'est ainsi que ces niveaux, pour la période de projection illustrée à la figure 4.2, représentent une capacité presque maximale des activités de forage dans l'industrie.

Un parc d'appareils de forage toujours en expansion dans le BSOC et les niveaux d'utilisation sans cesse élevés prévus dans la présente ÉMÉ font en sorte qu'on est en droit de s'attendre à un nombre de jours de forage qui prenne progressivement de l'ampleur d'année en année pendant la période de projection. L'affectation de ces jours de forage aux ressources ciblées pour chaque catégorie d'appareils et chacune des zones d'étude est décrite à l'annexe A.5. La figure 4.3 résume cette affectation des activités de forage en termes de pourcentage du nombre total de jours de forage consacrés au gaz et au GNC. Le graphique montre bien l'importance toujours croissante, dans le contexte des activités de forage, du gaz comparativement au pétrole ainsi que l'émergence du GNC en tant que cible de forage au cours des cinq dernières années. En outre, les projections pour la période de 2005 à 2007 à la figure 4.3 illustrent l'ampleur accrue des forages ciblant du GNC et l'envergure toujours importante de ceux ciblant du gaz.

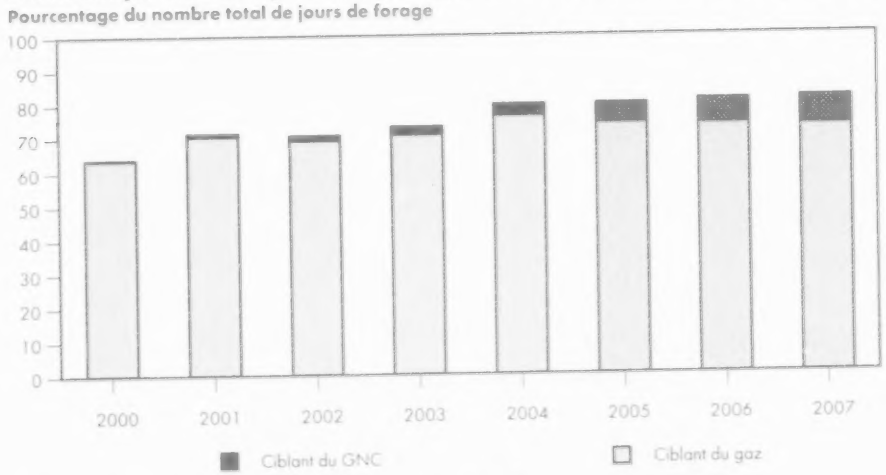
En appliquant le nombre de jours de forage par puits de gaz (voir annexe A.6) au nombre de jours de forage ciblant du gaz, on obtient une projection du nombre de puits ciblant du gaz, selon la ressource, dans chaque zone d'étude. Les tableaux résumant les activités de forage ciblant du gaz, en termes de nombre de jours de forage et de nombre de puits, se trouvent à l'annexe A.7. La figure 4.4 présente les activités de forage historiques et projetées du parc d'appareils du BSOC pour le gaz et le GNC, à la fois en termes de jours de forage et en termes de puits. Le graphique montre que quelque 16 300 puits ciblant du gaz seront forés dans le BSOC en 2005, puis 16 800 en 2006 ainsi qu'en 2007. On s'attend que la part des puits ciblant du gaz prenne progressivement de l'ampleur du côté ouest du BSOC, là

Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC



Source : Analyse par l'Office du rapport *Rig Locator* et des données de GeoScout sur les puits

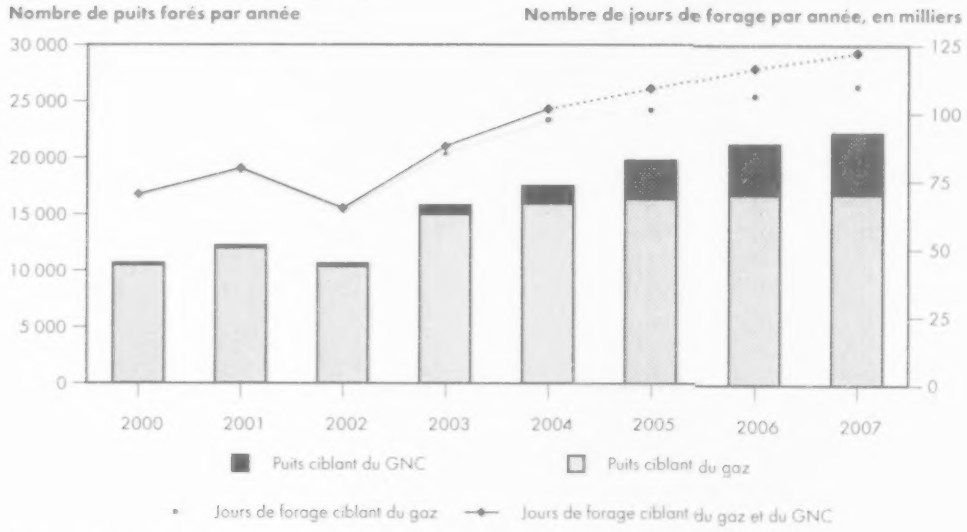
Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au GNC



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

FIGURE 4.4

Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du GNC



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

où le bassin est beaucoup plus profond et où le nombre de jours de forage par puits est beaucoup plus grand. Cette tendance du côté ouest du bassin est la raison pour laquelle le nombre de puits ciblant du gaz n'augmente pas en proportion de l'accroissement du nombre de jours de forage ciblant du gaz pendant la période de projection.

Le nombre de puits futurs ciblant du gaz prend la forme de raccordements futurs pour le gaz en appliquant un facteur établi selon le rapport historique entre les deux paramètres. L'annexe A.8 présente en synthèse les rapports historiques et projetés entre les raccordements et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC dans chacune des zones géographiques. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 illustre la projection de l'Office sur les raccordements pour le gaz et le GNC par zone. L'Office entrevoit 15 700 raccordements pour le gaz classique dans le BSOC en 2005 et environ 16 000 en 2006 ainsi qu'en 2007.

Des augmentations constantes sont projetées pour ce qui est du nombre prévu de nouveaux raccordements pour le gaz classique en Alberta (piémonts, zone frontale des piémonts et centre) ainsi que dans les trois zones du nord-est de la C.-B. La grande utilisation des appareils de forage permettant d'atteindre de moyennes et de grandes profondeurs qu'on a tendance à retrouver dans ces zones et le niveau de prospectivité de gaz classique relativement élevé de ces mêmes zones seront à l'origine de l'accroissement projeté du nombre de raccordements pour le gaz. Le haut niveau de productivité initiale des raccordements pour le gaz dans ces zones favorise le maintien de la productibilité globale dans l'ensemble du BSOC.

Le nombre de raccordements annuels pour le gaz devrait normalement demeurer assez stable et pourrait même régresser légèrement ailleurs en Alberta (centre-est, sud-est, nord-est et nord-ouest) de même qu'en Saskatchewan (centre et sud-ouest). Toute réduction du nombre de raccordements futurs pour le gaz dans ces zones est en grande partie attribuable à la concurrence provenant des activités

Raccordements projetés pour le gaz et le GNC selon la zone

Zone d'étude	Nouveaux raccordements projetés par année pour le gaz et le GNC		
	2005	2006	2007
Raccordements pour le gaz classique			
AB - Piémonts	94	105	115
AB - Zone frontale des piémonts	1 956	2 117	2 217
AB - Sud-est	6 814	6 865	6 676
AB - Centre-est	874	860	846
AB - Centre	1 608	1 732	1 781
AB - Nord-est	433	411	389
AB - Nord-ouest	1 010	995	979
BC - Fort St. John	621	650	679
BC - Fort Nelson	336	349	362
BC - Piémonts	32	35	38
SK - Centre	262	262	262
SK - Sud-ouest	1 683	1 693	1 683
Total des raccordements pour le gaz classique	**15 725**	**16 063**	**16 026**
Raccordements pour le GNC			
AB - GNC	3 148	4 185	5 202
Total des raccordements pour le gaz classique et le GNC	**18 873**	**20 248**	**21 228**

de forage pour du GNC au moyen d'appareils permettant d'atteindre de faibles et de moyennes profondeurs qu'on a tendance à y retrouver et aussi en raison de la prospectivité de gaz classique qui y est plus limitée.

4.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

4.2.1 *Raccordements existants pour le GNC*

La productibilité du gaz naturel tiré du charbon à la fin de 2004 se situait aux environs de 5,6 Mm^3/j (0,20 Gpi^3/j). En tenant compte des paramètres de rendement estimatifs des raccordements existants pour le GNC (voir annexe B.1), la productibilité de ces raccordements devrait s'établir à 4,7 Mm^3/j (0,17 Gpi^3/j) à la fin de 2005, 4,1 Mm^3/j (0,15 Gpi^3/j) à la fin de 2006 et 3,6 Mm^3/j (0,13 Gpi^3/j) à la fin de 2007.

4.2.2 *Raccordements futurs pour le GNC*

L'ONÉ a estimé le nombre de raccordements futurs pour le GNC de la même manière qu'il s'y est pris afin d'établir le nombre de raccordements futurs projetés pour le gaz classique. Il est possible de passer en revue les facteurs ayant mené à l'estimation du nombre de raccordements pour le GNC en consultant les annexes A.2 à A.8. Le nombre de puits ciblant du GNC (chapeautant la barre illustrant le nombre de puits ciblant du gaz à la figure 4.4) devrait normalement progresser jusqu'à des niveaux approximatifs de 3 400 en 2005, 4 500 en 2006 et 5 400 en 2007. Cette forte hausse de

l'activité de forage ciblant du GNC est surtout le fruit de la mise en valeur massive de la formation de Horseshoe Canyon, qui renferme du GNC, dans le couloir entre Calgary et Edmonton (voir la carte à l'annexe A.2). On s'attend que le nombre de raccordements pour le GNC découlant de cette activité se situe aux alentours de 3 100 en 2005, 4 200 en 2006 et 5 200 en 2007.

Même si les antécédents de production de GNC ne remontent pas à très longtemps, l'Alberta comptait quelque 600 raccordements de ce type en 2003 et 1 400 en 2004, ce qui procure une base de données suffisante en vue de l'évaluation de la productivité initiale du raccordement moyen pour le GNC. Après analyse des années de raccordement 2003 et 2004, la productivité initiale du raccordement moyen pour le GNC, de 2,8 $10^3 m^3/j$ (100 kpi^3/j), a servi dans la présente évaluation des raccordements futurs pour le GNC au cours des trois années de la période de projection. L'Office projette un taux nominal annuel de diminution de 25 % du raccordement moyen pour le GNC, compte tenu des taux de diminution enregistrés à l'égard des raccordements pour le GNC en 2003. En se fondant sur des entretiens avec des représentants de l'industrie, la durée de la première période de diminution a été fixée à 20 mois, puis un taux de diminution annuelle de 12 % a été appliqué aux mois subséquents.

4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

La productibilité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse était attribuable à quatre champs en 2004. Un cinquième (South Venture) est entré en production au début de 2005 et sa mise en valeur s'est poursuivie pendant le premier semestre. La productibilité totale à la fin de 2004 s'élevait à environ 10,5 Mm^3/j (0,37 Gpi^3/j).

L'ajout de compression du gaz dans la zone extracôtière du PÉES à la fin de 2006 devrait faire grimper la productibilité de 20 % en 2007.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le tableau 5.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone d'étude. On y montre la production annuelle moyenne pour 2004 ainsi que la productibilité annuelle moyenne prévue dans chaque zone pour 2005, 2006 et 2007. On s'attend que la productibilité annuelle moyenne au Canada augmente quelque peu et passe de 477 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) en 2004 à 491 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2007.

5.1 BSOC – Gaz classique

La productibilité annuelle moyenne de gaz classique du BSOC devrait reculer un peu pendant la période de projection, passant de 462 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) en 2004 à 453 Mm^3/j (16,0 Gpi^3/j) en 2007.

Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone

Nom de la zone	Production annuelle moyenne							
	Données historiques		Projections					
	2004		2005		2006		2007	
	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j
AB - Piémonts	17,91	632	18,57	655	19,16	677	19,89	702
AB - Z. fr. piémonts	126,82	4 477	129,44	4 569	131,65	4 647	132,92	4 692
AB - Sud-est	79,63	2 811	80,70	2 849	78,83	2 783	76,84	2 712
AB - Centre-est	17,86	630	17,42	615	16,61	586	15,84	559
AB - Centre	45,51	1 606	45,09	1 592	44,48	1 570	43,61	1 540
AB - Nord-est	27,59	974	24,34	859	22,02	777	19,89	702
AB - Nord-ouest	52,76	1 863	50,83	1 794	47,98	1 694	45,27	1 598
BC - Fort St. John	37,09	1 309	36,65	1 294	37,02	1 307	37,44	1 322
BC - Fort Nelson	25,62	904	25,96	916	27,32	964	28,24	997
BC - Piémonts	10,27	363	11,46	405	12,00	423	12,41	438
SK - Centre	5,16	182	5,91	209	5,99	212	6,05	214
SK - Sud-ouest	13,68	483	13,51	477	13,46	475	13,38	472
SK - Sud-est	0,84	30	0,85	30	0,84	30	0,83	29
Yukon et T.N.-O.	1,70	60	1,24	44	0,92	33	0,68	24
Total du gaz classique dans le BSOC	**462,46**	**16 325**	**461,96**	**16 307**	**458,29**	**16 178**	**453,30**	**16 002**
AB - GNC	3,75	132	8,47	299	15,84	559	24,59	868
Total du gaz dans le BSOC	**466,20**	**16 457**	**470,43**	**16 606**	**474,14**	**16 737**	**477,89**	**16 870**
Côte Est (zone extracôtière)	11,34	400	10,87	384	10,51	371	13,50	477
Total au Canada	**477,54**	**16 857**	**481,30**	**16 990**	**484,65**	**17 108**	**491,39**	**17 346**

Dans cet intervalle, la productibilité de gaz classique de l'Alberta, la province qui en produit le plus, devrait quant à elle passer de 368 Mm^3/j (13,0 Gpi^3/j) en 2004 à 354 Mm^3/j (12,5 Gpi^3/j) en 2007. Les baisses de production devraient se produire dans les zones d'étude du nord-est et du nord-ouest de l'Alberta où, au total, la production annuelle moyenne passerait de 80 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) en 2004 à 65 Mm^3/j (2,3 Gpi^3/j) en 2007. La productibilité de la zone des piémonts en Alberta devrait s'accroître légèrement alors que les fortes contributions de la zone frontale des piémonts, du sud-est et du centre de l'Alberta devraient demeurer relativement stables pendant la période de projection et se situer de 250 à 255 Mm^3/j (8,9 à 9,0 Gpi^3/j) au total.

L'Office prévoit une hausse de la productibilité dans les trois zones de la C.-B. pendant la période de projection. De 73 Mm^3/j (2,6 Gpi^3/j) qu'elle était en 2004, la production annuelle moyenne totale de la C.-B. devrait atteindre 78 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) en 2007. Même si l'on s'attend à une forte augmentation des activités de forage dans le nord-est de la C.-B., le taux de diminution initial élevé des nouveaux raccordements pour le gaz dans les zones de Fort St. John et de Fort Nelson fait en quelque sorte contrepoids à la productibilité découlant de telles activités.

La productibilité totale de la Saskatchewan devrait demeurer assez uniforme pendant la période de projection, à 20 Mm^3/j (0,7 Gpi^3/j).

5.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

La production albertaine de GNC a connu une croissance fulgurante depuis quelques années et devrait jouer un rôle encore plus important pour ce qui est de l'offre de gaz canadien pendant la période de projection. L'Office prévoit que la productibilité de GNC sera multipliée par un facteur supérieur à 6 au cours des trois années à venir, passant d'une moyenne annuelle de 3,8 Mm^3/j (0,13 Gpi^3/j) en 2004 à 24,6 Mm^3/j (0,87 Gpi^3/j) en 2007. Presque toute la production devrait provenir des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dans le centre-sud de l'Alberta.

Les augmentations prévues de la productibilité de GNC nécessitent la poursuite de la croissance des activités de forage ciblant du GNC. Avant 2005, on comptait quelque 2 300 raccordements pour le GNC dans l'Ouest canadien. En 2005, compte tenu des forages anticipés, on devrait en ajouter 3 100. On s'attend que les travaux de forage pour le GNC continuent de croître pendant la période de projection, atteignant un nombre de 5 400 puits ciblant du GNC en 2007 (voir la figure 5.1). D'ici 2007, le GNC devrait compter pour plus ou moins 5 % de la productibilité canadienne globale.

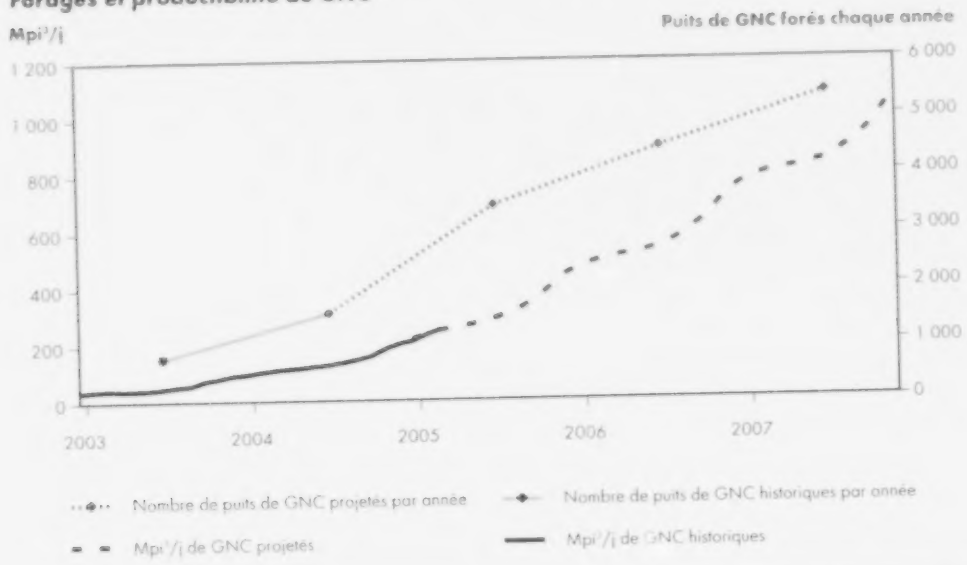
5.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Comme le montre la figure 5.2, l'estimation de la productibilité associée au PÉES d'ici 2006 prévoit la diminution naturelle progressive des quatre champs producteurs et tient compte de l'ajout du champ South Venture au début de 2005. La contribution de ce dernier devrait aider à maintenir la production à entre 10 et 11 Mm^3/j (0,35 et 0,40 Gpi^3/j) pendant la plus grande partie de la période jusqu'à la fin de 2006. Avec la compression du gaz dans la zone extracôtière prévue pour la fin de 2006, la production des champs d'origine devrait atteindre une moyenne de 13 Mm^3/j (0,48 Gpi^3/j) en 2007. Cependant, la variabilité de la productibilité pendant la période continuera de poser problème aux marchés dans la région.

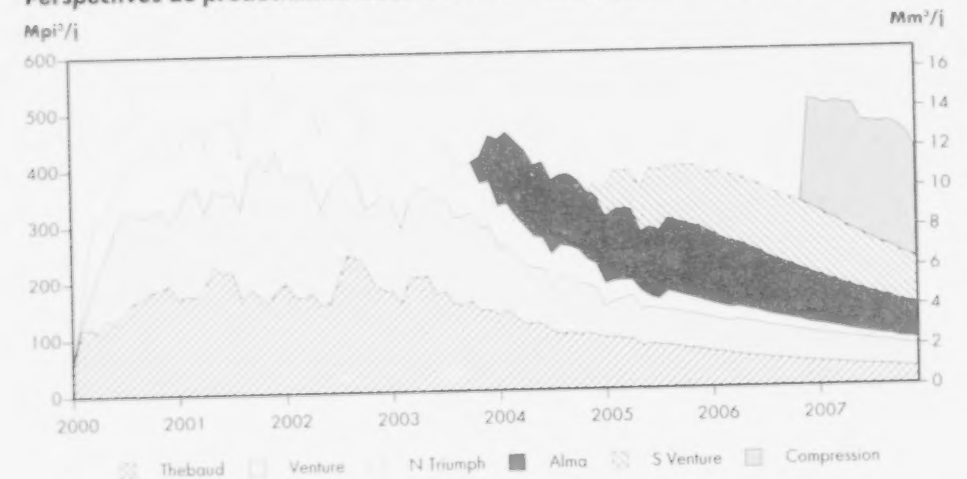
5.4 Total – Canada

La figure 5.3 fait état des perspectives de productibilité totale de gaz au Canada et montre les principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. (Nota : La figure 5.3 est

Forages et productibilité de GNC

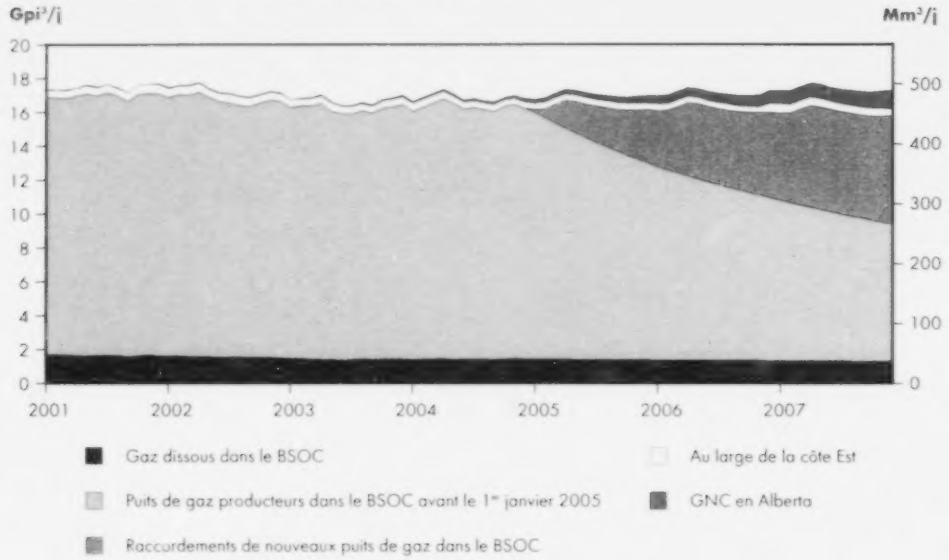


Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



reprise de la section de la présente ÉMÉ intitulée *Tour d'horizon*.) L'Office s'attend que la production totale au Canada augmente légèrement pendant la période de projection. Cette augmentation sera le résultat d'un accroissement significatif de la production de GNC qui se greffera aux niveaux assez stables de production de gaz classique qui sont prévus dans le BSOC. Le soubresaut au chapitre de la productibilité qui survient pendant les premiers mois de chaque année de la période de projection découle des variations saisonnières du nombre de raccordements dans le BSOC. La production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse varie un peu, mais, en moyenne, elle devrait se maintenir près des niveaux actuels durant la plus grande partie de la période de projection.

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



OBSERVATIONS ET ENJEUX

6.1 Observations

Les prix élevés du gaz naturel sur le marché nord-américain font que le parc d'appareils de forage prend de l'ampleur et est utilisé au maximum. C'est ainsi que les travaux de forage ciblant du gaz et du GNC (en termes de jours de forage) devraient progresser de quelque 20 % en 2007 par rapport aux niveaux de 2004. (Nota : On parle ici des activités de forage d'ensemble pour le gaz et le GNC.)

L'Office s'attend que le taux réel de diminution de la production des puits de gaz existants se maintienne autour de 20 % par année. Cela signifie que, chaque année, de nouveaux raccordements devront remplacer environ le cinquième du gaz produit l'année précédente pour maintenir un niveau de production constant.

La tendance à la baisse de la productivité initiale des nouveaux puits de gaz forés dans le BSOC se poursuit. Par conséquent, pour compenser la diminution de la production des puits producteurs, le nombre de nouveaux raccordements devra croître chaque année afin de maintenir les niveaux de production actuels. L'Office estime que le nombre de puits ciblant du gaz (dans le contexte des ressources classiques) passera d'un peu moins de 16 000 en 2004 à environ 16 800 d'ici à 2007, avec diminution de 2 % de la productibilité tirée de sources classiques pendant la période de projection.

Le faible recul projeté de la productibilité pour les ressources classiques devrait normalement être plus que neutralisé par la hausse phénoménale de la productibilité du GNC. L'Office s'attend au forage de quelque 3 400 puits ciblant du GNC en 2005, nombre qui devrait passer à 5 400 en 2007. À des fins de comparaison, il faut savoir qu'en 2001 et en 2002, le nombre moyen de tels puits se situait à quelque 250 par année. Cette croissance explosive du nombre de forages fait en sorte que la productibilité de GNC devrait passer d'une moyenne de 8,5 Mm^3/j (0,30 Gpi^3/j) en 2005 à 24,6 Mm^3/j (0,87 Gpi^3/j) en 2007.

La contribution de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse devrait continuer de se situer à entre 10 et 11 Mm^3/j (0,35 et 0,40 Gpi^3/j) jusqu'à la fin de 2006, puis passer à 13 Mm^3/j (0,48 Gpi^3/j) en raison de la compression du gaz.

L'accroissement prévu de la productibilité du gaz canadien devrait se situer autour de 3 % et permettre de passer d'une moyenne de 478 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) en 2004 à une moyenne de 491 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2007.

L'activité de forage pour le gaz classique s'intensifie du côté ouest du BSOC. De l'union de prix élevés du gaz, de techniques améliorées et d'une connaissance toujours plus approfondie du potentiel du bassin ainsi que des pratiques d'exploitation des ressources découle la mise en valeur de ressources de gaz classique situées plus profondément dans des gisements plus étanche du côté ouest du bassin. Même si le taux de diminution initial de telles ressources gazières est habituellement marqué, la

progression subséquente vers des taux de diminution très faibles pendant une fort longue durée de vie utile devrait avoir un effet stabilisateur sur la productibilité globale du bassin à long terme. Les caractéristiques de faible diminution de la production des puits de GNC devraient elles aussi avoir un effet de stabilisation sur la productibilité du bassin à long terme.

6.2 Enjeux

Au Canada, les entreprises qui œuvrent dans le secteur amont ont la possibilité de réinvestir dans la productibilité de gaz ou d'investir ailleurs (p. ex., de réinvestir dans le pétrole, d'investir à l'étranger, de procéder à des distributions dans le cadre de fiducies d'énergie ou de racheter des actions). À ce jour, tout indique que l'industrie réinvestit dans la productibilité de gaz au Canada dans la mesure la plus élevée possible compte tenu des contraintes en matière de main-d'œuvre, de matériel et d'infrastructure.

Les niveaux de productibilité au Canada dépendent en grande partie du degré d'activité de l'industrie, en particulier dans le secteur du forage. Un milieu où prévalent des prix élevés pour le gaz favorise une utilisation intégrale du parc d'appareils de forage dans l'Ouest canadien. Ainsi, c'est la capacité de ce même parc qui limite les activités de forage pendant la période de projection. Un ralentissement des travaux de forage semble peu probable compte tenu des conditions qui prévalent sur le marché. Toutefois, si cela devait survenir pour quelque raison que ce soit, il est certain que le nombre moindre de nouveaux puits de gaz se traduirait en un recul de la productibilité canadienne globale comparativement aux projections présentées dans le présent rapport.

L'élargissement du parc d'appareils de forage du Canada et sa forte utilisation sont principalement attribuables à la solidité des prix du gaz, mais même si ces prix augmentaient grandement, les incidences d'une telle situation ne seraient pas beaucoup plus importantes sur la productibilité que ce qui est projeté dans le présent rapport. Puisque cette ÉMÉ prévoit déjà une forte croissance du parc et l'utilisation de celui-ci à une capacité presque maximale, les travaux de forage ne peuvent pas prendre beaucoup d'ampleur, ce qui limite la productibilité à celle prévue ici, sans égard aux prix du gaz.

Le secteur du forage au Canada est constamment aux prises avec le problème de doter en personnel les nouveaux appareils du parc. Les niveaux futurs de forage anticipés dans le BSOC exigeront une main-d'œuvre compétente et bien formée de manière à s'acquitter des tâches de façon sécuritaire et sans danger pour l'environnement. La capacité de l'industrie à maintenir ou même étendre les niveaux d'utilisation des appareils de forage dépendra en grande partie de la façon dont elle gérera toute cette question.

Des niveaux d'activité élevés continueront d'exercer des pressions sur les coûts dans le secteur amont de l'industrie. L'escalade des coûts associés au forage, à l'exploitation, aux terres et à l'équipement a occasionné une hausse des dépenses globales de l'industrie. Cependant, à ce jour, la progression des prix du gaz a plus que compensé l'augmentation des coûts et il semble que rien ne s'oppose à ce que cela se poursuive pendant la période de projection.

L'activité de forage accrue centrée sur le GNC sera à l'origine d'une augmentation rapide de la productibilité à partir de cette source. La croissance remarquable à laquelle on s'attend au chapitre de la productibilité de GNC est presque entièrement attribuable à la mise en valeur des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dont la croissance devrait se poursuivre pendant encore quelques années. La hausse constante de la productibilité de GNC à plus long terme dépend du succès éventuel de la mise en valeur commerciale des très imposantes ressources de GNC dans la zone de Mannville.

La mise en valeur à plus grande échelle du GNC a soulevé un certain nombre d'inquiétudes dans le grand public, notamment en ce qui concerne la protection de la nappe aquifère, l'accès à la ressource et l'empreinte laissée par les travaux de forage. Les caractéristiques de débit relativement lent du GNC ont soulevé des inquiétudes quant au nombre de puits qui pourraient être requis pour avoir accès à cette ressource. La densité des forages est fonction du nombre de permis émis à cette fin par les organismes provinciaux de réglementation. Elle peut aussi varier en fonction du nombre de puits forés à partir d'un même emplacement. Les travaux du CCM sur le MGH/GNC mis sur pied par la province de l'Alberta permettent de se pencher sur ces questions et d'autres.

Le GNC est principalement constitué de méthane et ne contient que peu ou pas de liquides de gaz naturel. Les répercussions d'une possible dilution au moment de la récupération des liquides de gaz naturel sont également préoccupantes. Ces questions sont traitées plus à fond dans la précédente ÉMÉ de l'Office intitulée *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006*.

La variabilité prévue de la productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse continuera d'être un enjeu pour les marchés de la région pendant la période de projection, car les consommateurs devront s'adapter aux fluctuations de l'offre. Les forages effectués ces dernières années au large de la Nouvelle-Écosse n'ont pas entraîné de découvertes justifiant d'entreprendre des travaux de mise en valeur, une situation qui n'est pas actuellement favorable aux activités d'exploration. À moyen terme, les importations de GNL et d'autres ressources gazières de l'étranger pourraient élargir l'offre dans cette région.

6.3 Conclusions

L'Office entrevoit une légère diminution de la productibilité annuelle moyenne de gaz classique pendant la période de projection, qui devrait passer de 474 Mm^3/j (16,7 Gpi^3/j) en 2004 à 467 Mm^3/j (16,5 Gpi^3/j) en 2007. On prévoit que ce recul minime sera plus que neutralisé par la croissance de la productibilité de GNC, laquelle devrait passer de 4 Mm^3/j (0,1 Gpi^3/j) en 2004 à 25 Mm^3/j (0,9 Gpi^3/j) en 2007.

Les perspectives de productibilité prennent en compte les niveaux d'exploitation pratiques les plus élevés qui puissent être par l'industrie. Le réinvestissement dans la capacité de forage ne semble pas vouloir vaciller alors que les ajouts annuels prévus au parc d'appareils de forage sont supérieurs de plus de 50 % à ceux d'une année type, poussant à la limite la capacité disponible des ateliers. Les travaux de forage ciblant du gaz devraient progresser de 20 % pendant la période et il est probable que c'est la taille du parc d'appareils qui leur fera surtout obstacle, au même titre que le manque de main-d'œuvre disponible, plutôt que l'absence d'investissements. **Même si les prix demeurent à leur niveau actuel ou s'élèvent encore plus, il est fort probable que ces contraintes empêcheront une plus forte expansion des travaux de forage que celle prévue.**

La productivité initiale des nouveaux puits continue de perdre du terrain, ce qui nécessitera un nombre croissant de nouveaux puits chaque année simplement pour que la productibilité demeure constante. La diminution de la productibilité des puits est attribuable au fait que le BSOC gagne en maturité. De grandes quantités de gaz demeurent inexploitées et les perspectives de forage des sociétés sont meilleures que jamais, mais les gisements sont de moindre envergure et demanderont plus de travail et plus d'effort pour l'ajout de chaque unité de productibilité.

La productibilité de GNC compensera amplement les diminutions qui seront enregistrées, pendant la période, au chapitre des sources de gaz classique. L'industrie semble avoir acquis une bonne connaissance des gisements houillers de Horseshoe Canyon et commence à donner de

l'ampleur à la mise en valeur de cette ressource. **À long terme, un profil de diminution adouci pour le GNC (et pour le gaz situé dans des gisements plus étanches) devrait aider à ralentir quelque peu les reculs pour l'ensemble du bassin.**

La province de l'Alberta, de concert avec l'industrie, se penche sur les aspects de la densité des travaux de forage, de l'accès aux ressources et du bruit ainsi que sur d'autres questions environnementales qui ne pourront manquer de se poser dans le contexte du surcroît d'activité lié au GNC. Une des plus grandes inquiétudes du public porte sur les incidences négatives éventuelles pouvant toucher la nappe aquifère et les sources d'approvisionnement en eau potable.

La productibilité à l'île de Sable devrait gagner 20 % en 2007 avec l'arrivée d'installations de compression du gaz en mer. Ce soubresaut de production précédera une possible croissance de l'offre de GNL ou mise en valeur du gisement de Deep Panuke.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année associée à l'« entrée en production » d'un raccordement.
Appareil de forage pouvant atteindre de faibles profondeurs	Appareil d'une capacité égale ou inférieure à 1 850 m.
Appareil de forage pouvant atteindre de grandes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 3 050 m.
Appareil de forage pouvant atteindre de moyennes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 1 850 m, à concurrence de 3 050 m inclusivement.
Catégories d'appareils de forage	Répartition des appareils de forage du parc du BSOC selon qu'ils peuvent atteindre de faibles, de moyennes ou de grandes profondeurs.
Forage ciblant du gaz	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de gaz classique, à l'exclusion du gaz dissous.
Forage ciblant du GNC	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de GNC.
Gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du GNC.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole.
GNC	Gaz naturel tiré du charbon.
Jour de disponibilité	Chaque jour de l'année pour chacun des appareils de forage représente un jour de disponibilité. L'affectation sur l'année des appareils de forage du parc du BSOC entre les diverses zones d'étude donne un nombre total de jours de disponibilité pour l'année dans chaque zone.

Jours de forage	Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1.
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, le nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement de puits de gaz.
Parc d'appareils de forage du BSOC	Partie du parc d'appareils de forage du Canada jugée, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout en Alberta, en C.-B. et dans l'ouest de la Saskatchewan. En sont exclus les appareils de forage du parc du Canada jugés, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout dans l'est de la Saskatchewan, l'Est du Canada (en mer et sur la terre ferme) et le Nord canadien (voir l'annexe A.1 pour des détails supplémentaires à ce sujet).
Parc d'appareils de forage du Canada	Appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire *Rig Locator*.
Période de projection	Du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2007.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un gisement, d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Profondeur atteignable	Capacité (en mètres) de chacun des appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire *Rig Locator*.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Complétion d'un puits, à l'intérieur d'un ou de plusieurs horizons géologiques, pour lequel on a signalé la production de pétrole et/ou de gaz naturel.
Raccordement existant	En production avant le 1er janvier 2005.
Raccordement futur	En production à compter du 1er janvier 2005.
Raccordement moyen	S'applique aux raccordements pour le gaz comme à ceux pour le GNC et représente la moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements (gaz ou GNC) effectués au cours d'une année à l'intérieur d'une zone géographique. Les données de production d'un raccordement moyen dans un groupe quelconque (zone géographique/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements d'un groupe, totalisée par mois de production normalisé]/[nombre total de raccordements dans le groupe].

Raccordement pour le gaz	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du gaz classique. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour le GNC	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du GNC.
Raccordement pour le pétrole	Raccordement à l'origine de la production de pétrole NON considéré comme tiré des sables bitumineux. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour les sables bitumineux	Raccordement à l'origine de la production de pétrole considéré comme tiré des sables bitumineux.
Ressource ciblée	Pétrole classique, gaz classique, GNC ou pétrole tiré des sables bitumineux. Dans cette ÉMÉ, on juge que le forage de chaque puits vise l'exploitation de l'une ou l'autre des ressources ciblées.
Taux de diminution	Réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Ce taux s'exprime de différentes façons. Dans la présente ÉMÉ, on utilise la **diminution exponentielle** pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux **nominal** de diminution (exprimé dans le présent rapport sous forme de fraction par année). Le taux **réel** de diminution correspond à la baisse de production divisée par le taux de production initial. On peut le convertir en taux nominal comme suit : Taux nominal de diminution = -ln(1 – taux réel de diminution).
Utilisation des appareils de forage	Dans cette ÉMÉ, s'applique aux appareils de forage du parc du BSOC. L'utilisation est calculée en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. L'utilisation est établie de façon distincte pour chaque catégorie d'appareils de forage et chaque zone d'étude dans le BSOC, tel que précisé à l'annexe A.4.
Zone d'étude	Zone du BSOC définie à la figure 2.2 de la présente ÉMÉ.

Le lecteur est prié de consulter le site http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2005_2007_f.htm

A. Analyse portant sur l'établissement du nombre de raccordements futurs pour le gaz

1. Composition du parc d'appareils de forage du Canada
   Emplacement hebdomadaire des appareils en fonction de groupes définis
   a) Appareils de forage du BSOC
   b) Appareils de forage de l'est de la Saskatchewan
   c) Appareils de forage du Nord canadien
   d) Appareils de forage en mer de la côte Est
   e) Appareils de forage sur la terre ferme de l'Est du Canada

2. Parc d'appareils de forage du BSOC
   Graphiques de la croissance historique et projetée par catégorie
   a) Faible profondeur
   b) Moyenne profondeur
   c) Grande profondeur
   d) Tous les appareils

3. Parc d'appareils de forage du BSOC
   Affectation des jours de disponibilité selon les zones d'étude
   a) Compte hebdomadaire historique des appareils de forage répartis entre les trois grandes régions géographiques (Nord, Sud et Ouest)
      i. Faible profondeur
      ii. Moyenne profondeur
      iii. Grande profondeur
   b) Tableaux d'affectation annuelle historique et projetée des jours de disponibilité selon les zones étudiées
      i. Faible profondeur
      ii. Moyenne profondeur
      iii. Grande profondeur

4. Tableaux d'utilisation historique et projetée des appareils de forage

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

5. Tableaux des cibles de forage historiques et projetées

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

6. Journées de forage par puits selon la cible et la zone d'étude

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

7. Niveaux d'activité historiques et projetés dans chacune des zones d'étude pour les puits ciblant du gaz et du GNC

   a) Tableau sur les jours de forage

   b) Tableau sur les puits

8. Rapport entre les raccordements annuels et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC forés chaque année dans chacune des zones d'étude

9. Fraction des raccordements annuels pour le gaz selon le mois et la zone d'étude

   a) Gaz classique – Tableaux
   Graphiques pour chaque zone d'étude

   b) GNC – Tableaux
   Graphiques pour les zones du sud-est et du centre de l'Alberta

B. Analyse portant sur le rendement de la production

1. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants applicables aux zones d'étude dans le BSOC

   - Regroupements par année de raccordement de tous les raccordements pour le gaz effectués avant le 1er janvier 2004
   - Regroupements par année de raccordement de tous les raccordements pour le GNC effectués avant le 1er janvier 2004
   - Paramètres de productibilité du gaz dissous

2. Paramètres de rendement historique et projeté à l'égard des raccordements de puits de gaz moyens et des raccordements moyens pour le GNC selon l'année de raccordement et la zone d'étude

3. Tendance de la productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon la zone d'étude
- Annexes B.3.a à B.3.l : graphiques illustrant la tendance au fil du temps de la productivité initiale dans chaque zone d'étude

4. Graphiques de rendement (taux et production cumulative) à l'égard des raccordements moyens historiques et projetés pour le gaz dans chacune des zones d'étude
- Annexes B.4.a à B.4.l : graphiques illustrant les profils de production du raccordement moyen pour le gaz selon les années dans chaque zone d'étude

C. Analyse du gaz naturel tiré du charbon (GNC)

1. Description du processus privilégié afin de constituer la liste des raccordements pour le GNC

2. Carte des zones abritant du GNC (Horseshoe Canyon et Mannville) ainsi que des raccordements pour le GNC